

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа Природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Отделение Нефтегазового дела

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы				
«ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ АВАРИЙНО ОПАСНЫХ УЧАСТКОВ НЕФТЕСБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»				

УДК 622.692.4-047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Рыбин А.С.		24.05.2019

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Крец В.Г.	к.т.н., доцент		24.05.2019

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		04.06.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М. С.	—		04.06.2019

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Забродина И.К.	к.п.н., доцент		04.06.2019

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		04.06.2019

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа Природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Отделение Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата) Шадрина А.В.  
 (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Рыбину Александру Сергеевичу

Тема работы:

«Повышение надёжности аварийно опасных участков нефтесборных трубопроводов»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 877/с от 05.02.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:

05.06.2019 г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

Объектом исследования данной дипломной работы является нефтесобирающий коллектор (НСК), расположенный на территории В-группы месторождений. Диаметр НСК 89-159 мм, толщина стенки 8-12 мм с рабочим давлением 4 МПа, марки стали 20, 20А, 20С, 13ХФА, 09ГС. Исследование эффективности современных методов повышающих надёжности промысловых нефтепроводов. Эксплуатация нефтепроводов не должна приводить к загрязнению окружающей среды.

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. провести анализ физико-географических, инженерно-геологических, климатических и сейсмических условий объекта исследования;</li> <li>2. провести анализ по порывам нефтесборных промысловых трубопроводов с целью выявить причины их отказов;</li> <li>3. визуализировать территориальное расположение аварийных областей месторождения требующих повышенного внимания;</li> <li>4. рассмотреть способы предупреждения интенсивной коррозии трубы на участках скопления жидкости и выбрать из них наиболее оптимальный;</li> <li>5. смоделировать процесс в среде ANSYS с целью определения влияния вставки на скорость потока жидкости и нагрузки на нефтепровод.</li> <li>6. финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;</li> <li>7. социальная ответственность;</li> <li>8. формирование выводов о проделанной работе.</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. динамика отказов трубопроводов «компании N» (рисунок 1.1,1.2);</li> <li>2. аварийные участки «N месторождения» (рисунок 4.5);</li> <li>3. структура распределения дефектов на нефтепроводе (рисунок 5.1);</li> <li>4. структура распределения пространственной ориентации дефектов (рисунок 5.2);</li> <li>5. гистограмма распределения глубины заложения трубопровода, средней по длине и участка в зоне дефектов, ориентированных на 6 ч (рисунок 5.3);</li> <li>6. исследования влияния вставки на поток жидкости в программном комплексе ANSYS (рисунок 7.1-7.12).</li> </ol>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)</p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Романюк Вера Борисовна</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Черемискина Мария Сергеевна</p>
<p>«Improving the reliability of emergency dangerous areas of oil pipeline»</p>	<p>Забродина Ирина Константиновна</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p>Реферат</p>	
<p>ESSAY</p>	
<p>Обзор литературы</p>	
<p>Характеристика опасного производственного объекта</p>	
<p>Характеристика транспортируемой продукции</p>	
<p>Визуализация территориального расположения аварийных областей месторождения</p>	
<p>Общие сведения о коррозии</p>	

Предупреждение интенсивной коррозии
Моделирование процесса в среде ANSYS
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность
Improving the reliability of emergency dangerous areas of oil pipeline

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В.Г.	к.т.н., доцент		04.06.2019

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Рыбин Александр Сергеевич		04.06.2019

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Рыбину Александру Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление/профиль	21.04.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочникам Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений.	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет затрат и финансового результата реализации проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	График выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии
Перечень графического материала	
1. Линейный календарный график выполнения работ; 2. Денежные потоки; 3. Внутренняя норма доходности.	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	06.04.2019
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н.		04.06.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Рыбин Александр Сергеевич		04.06.2019

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ71	Рыбин Александр Сергеевич

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/профиль</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> </ul> <p><i>чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</i></p>	<p>1. Описание рабочего места, технологического процесса и механического оборудования:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Работы проводятся на участке нефтесобирающего коллектора, находящегося на территории Васюганской группы месторождений.</li> <li>– Процесс работы заключается в замене потенциально опасного участка трубопровода, на вставку меньшего диаметра.</li> <li>– Основным механическим оборудованием, используемым при производстве работ, является спецтехника (УДС, сварочный аппарат на базе Урала и подъёмные сооружения).</li> </ul>
<p>1. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Взамен ГОСТ 12.1.005-76; Введ. 1989-01-01. – М.: Издательство стандартов, 2002. – 49 с.</p> <p>ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.</p> <p>ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1)</p> <p>ГОСТ Р 51337-99 Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей. Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей</p> <p>ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – Введ. 30.06.2002. – М.: Стандартинформ, 2006. – 17 с.</p> <p>ИОТВ 13-17 Инструкция по охране труда при проведении земляных работ.</p> <p>ИОТВ 35-17 Инструкция по охране труда и промышленной безопасности при выполнении погрузочно-разгрузочных работ, перемещении тяжестей, транспортировании грузов и уборке металлолома.</p>

	<p>ИОТВ 40-17 версия 3.00 Инструкция по охране труда при использовании средств индивидуальной защиты.</p> <p>ИОТП 29 16 версия 2.0 Инструкция по охране труда для трубопроводчика линейного.</p> <p>М-16.04.01.03-94 инструкция по ОТ при выполнении работ с АДД.</p> <p>П1-01.05 ТР-1135 ЮЛ-098 Технологический регламент. Система промысловых (межпромысловых) трубопроводов N месторождения.</p> <p>ПМЛЛПА план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте N м/р.</p> <p>Приказ Минтруда и соцзащиты РФ № 328н от 24.07.2013г. «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».</p> <p>ФНиП №485 от 20.11.2017 «Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ».</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты.</li> </ul>	<p>1. Проанализировать вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности факторов (чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания; вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды; попадание продуктов химии на кожный покров; недостаточная освещенность рабочей зоны; высокая температура сваренных поверхностей; ультрафиолетовое излучение.);</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> </ul>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>2. Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– воспламенение газовойоздушной среды, взрыв, пожар;</li> <li>– действие сила тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, объектов на работающий персонал;</li> <li>– применение открытого огня;</li> <li>– высокое напряжение, электротравма, смерть;</li> <li>– движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</li> <li>– падение груза. Травмирование падающим грузом, смерть;</li> <li>– оборудование и трубопроводы, работающие под давлением.</li> </ul>

<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– проанализировать воздействие объекта на атмосферу;</li> <li>– проанализировать воздействие объекта на гидросферу;</li> <li>– проанализировать воздействие объекта на литосферу;</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– проанализировать перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбрать наиболее типичные ЧС;</li> <li>– разработать превентивные меры по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработать действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий.</li> </ul>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>
<p><i>Перечень графических материалов:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Ситуационный план аварии на опасном производственном объекте (Приложение В);</li> <li>2. Схема расстановки спецтехники и оборудования бригады при проведении работ по ликвидации аварии на трубопроводе (Приложение Г);</li> <li>3. Схема расстановки средств первичного пожаротушения и мест отбора проб воздуха (проведение замеров) при контроле концентраций паров (Приложение Д);</li> <li>4. Схема расстановки техники и оборудования при производстве работ (Приложение Е).</li> </ol>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	04.04.2019
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М. С.	–		04.06.2019

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Рыбин Александр Сергеевич		04.06.2019



**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа Природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Отделение Нефтегазового дела  
 Уровень образования магистратура  
 Период выполнения осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2019
--	------------

<i>Дата контроля</i>	<i>Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)</i>	<i>Максимальный балл раздела (модуля)</i>
10.03.2019	Обзор литературы	10
23.03.2019	Введение	10
25.04.2019	Общая часть	30
11.05.2019	Социальная ответственность	10
20.05.2019	Финансовый менеджмент	10
21.05.2019	Заключение	10
24.05.2019	Презентация	20
	<i>Итого:</i>	<i>100</i>

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В. Г.	к.т.н., доцент		04.06.2019

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		04.06.2019

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 144 с., 37 рис., 30 табл., 84 источника.

Ключевые слова: земляные работы, промысловый нефтепровод, дефект, расчёт, моделирование, коррозия, ремонт, надёжность.

Объектом исследования является промысловый нефтепровод, находящийся на территории В-группы месторождений.

Цель работы – оценка эффективности применения методов и средств для повышения надёжности работы внутрипромысловых нефтепроводов компании-N.

В процессе исследования проводился анализ методов повышения надёжности внутрипромысловых нефтепроводов, а также сравнительный анализ технических, технологических и специальных комплексов мероприятий по защите нефтепроводов от коррозии. Рассмотрены особенности опасного производственного объекта и характеристики транспортируемой продукции по исследуемому нефтепроводу. На основании статистики по количеству и виду отказов нефтесборных трубопроводов, предложен комплекс мероприятий по повышению надёжности работы НСК. Произведено моделирование участка коллектора, с целью исследования влияния предложенного способа на повышение надёжности работы нефтепровода. Приведены технико-экономические расчеты на затраты материальных средств при ремонте нефтепромысловых нефтепроводов с последующим сравнением затрат на повышение надёжности НСК. Определены мероприятия по охране труда, по обеспечению безопасности производства земляных работ, а также окружающей среды.

В результате исследования был проведён сравнительный анализ технических, технологических и специальных комплексов мероприятий по защите нефтепроводов от коррозии. На основании полученных результатов было выявлено, что применение метода вставки меньшего диаметра «данный метод позволит обеспечить необходимую скорость для выноса скоплений жидкости из нижней образующей нефтепровода и как следствие, снизить разрушительное влияние коррозии, на внутреннюю поверхность трубопровода» имеет ряд преимуществ, одним из которых является увеличение срока эксплуатации нефтепровода, без больших капитальных затрат. Для участков НСК, где метод вставки не применим, предлагается способ поворота трубопровода на некоторый угол, который позволит обеспечить равномерный износ внутренней стенки нефтепровода и как следствие, увеличит срок его эксплуатации.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, земляные работы, монтаж ремонтных конструкций, сварочно-монтажные работы; метод расчета экономической эффективности проекта.

Степень внедрения: предложены рекомендации по применению наиболее эффективных методов повышения надёжности работы внутрипромысловых нефтепроводов компании N.

Область применения: нефтесобирающий коллектор

Экономическая эффективность/значимость работы результатами данного исследования является то, что внедрение технологии вставки меньшего диаметра увеличивается срок безопасной эксплуатации внутрипромыслового нефтепровода. Стоимость реализации проекта составляет 833 373 руб. без учёта НДС, срок службы 10 лет. Чистый дисконтированный доход проекта составляет 918 841 руб., а внутренняя норма доходности 104%, при ставке дисконтирования 20% в период с 2019 по 2029 год. Таким образом, реализация предлагаемого проекта на данном участке будет целесообразна.

В будущем планируется применять наиболее эффективные материалы внутрипромысловых нефтепроводов, находящихся на территории В-группы месторождений.

## ESSAY

Graduation qualification work 144 p., 37 fig., 30 tab., 84 sources.

Keywords: earthworks, field pipeline, defect, calculation, modeling, corrosion, repair, reliability.

The object of the study is field pipeline located on the territory of the V-group of fields.

The purpose of the work – evaluation of the effectiveness of the use of methods and means to improve the reliability of the operation of intra-field oil pipelines.

In the process of work, a comparative analysis of technical, technological and special complexes of measures to protect oil pipelines from corrosion was carried out. On the basis of the obtained results, it was revealed that the use of the method of insertion of a smaller diameter has a number of advantages, one of which is an increase in the life of the pipeline, without large capital expenditures. For sections of the NSC, where the insertion method is not applicable, a method is proposed for rotating the pipeline through a certain angle, which will ensure uniform wear of the inner wall of the pipeline and, as a result, will increase its service life.

As a result of the work, a comparative analysis of technical, technological and special complexes of measures to protect oil pipelines from corrosion was carried out. On the basis of the obtained results, it was revealed that the use of the method of insertion of a smaller diameter has a number of advantages, one of which is an increase in the life of the pipeline, without large capital expenditures. For sections of the NSC, where the insertion method is not applicable, a method is proposed for rotating the pipeline through a certain angle, which will ensure uniform wear of the inner wall of the pipeline and, as a result, will increase its service life.

The main design, technological and technical and operational characteristics: technology and organization of work, preparatory work, earthworks, installation of repair structures, welding and assembly work; method of calculating the economic efficiency of the project.

Degree of implementation: recommendations on the use of the most effective methods for increasing the reliability of operation of intra-field oil pipelines are proposed.

Application area: oil collector

Cost-effectiveness / value of work the results of this study is that the introduction of a smaller diameter insertion technology increases the safe operation of the infield oil pipeline. The cost of the project is 833 373 rubles. excluding VAT, service life of 10 years. The net present value of the project is 918,841 rubles, and the internal rate of return is 104%, at a discount rate of 20% from 2019 to 2029. Thus, the implementation of the proposed project in this area would be appropriate.

In the future it is planned apply the most efficient materials of the in-field oil pipelines located on the territory of the V-group of fields.

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**авария** – разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ [Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»];

**вставка** – параллельно соединённый трубопровод меньшего или большего диаметра;

**промысловый трубопровод** – сооружение, состоящее из системы трубопроводов, прокладываемых между площадками отдельных промысловых сооружений, для транспортирования сырой и подготовленной нефти, конденсата, газа на нефтяных, нефтегазовых, газоконденсатных и газовых месторождениях под действием устьевого давления или насосов, от задвижки устьевого арматуры до места входа в магистральный трубопровод, транспортирующий товарную продукцию. В состав промысловых трубопроводов также входят водоводы высокого и низкого давления;

**ингибиторная защита** – метод защиты от коррозии поверхности оборудования и трубопроводов, контактирующей с рабочей средой, заключающийся во введении в нее специальных реагентов – ингибиторов коррозии металла, обладающих способностью снижать скорость коррозии металла при адсорбции на его поверхности;

**нефтеборный трубопровод (нефтегазоборный трубопровод)** – трубопровод для транспортирования продукции нефтяных скважин от замерных установок до пунктов сбора и первичной подготовки (дожимная насосная станция, установка предварительного сброса воды и т.п.);

**очистное устройство** – внутритрубно́й сна́ряд, предназначенный для очистки внутренней полости и стенок трубопровода от отложений, загрязнения и посторонних предметов;

**ремонт** – комплекс технологических операций и организационных действий по восстановлению работоспособности, исправности и ресурса объекта и/или его составных частей [ГОСТ 18322-2016, статья 2].

**ГЖС** – газожидкостной смеси;

**НДС** – Налог на добавленную стоимость;

**ЧДД** – чистый дисконтированный доход;

**ИД** – индекс доходности;

**ВНД** – внутренняя норма доходности;  
**ОС** – основные средства;  
**ЛРиНК** – лаборатория разрушающего и неразрушающего контроля;  
**DPP** – Срок окупаемости дисконтирования;  
**NPV** – Чистый дисконтированный доход;  
**IRR** – Внутренняя норма доходности;  
**PP** – Срок окупаемости простой;  
**PI** – Индекс доходности;  
**ПДУ** – портативное дыхательное устройство;  
**ОПО** – опасный производственный объект;  
**ОВ** – опасные вещества;  
**ПДК** – Предельно допустимые концентрации;  
**СИЗ** – средства индивидуальной защиты;  
**ЧС** – чрезвычайная ситуация;  
**ПЧ** – пожарная часть;  
**УЭТ** – управление эксплуатации трубопровода;  
**НАСФ** – нештатное аварийно-спасательное формирование;  
**ЛАП** – ликвидации аварийных последствий;  
**ЦТОРТиЛПА** – цех технического обслуживания и ликвидации последствий аварии;  
**УПСВ** – участок предварительного сброса воды.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты и фондовые материалы компании-N:

ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;

ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Взамен ГОСТ 12.1.005-76; Введ. 1989-01-01. – М.: Издательство стандартов, 2002. – 49 с.;

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.;

ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1);

ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.;

ГОСТ Р 51337-99 Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей.  
Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей;

ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – Введ. 30.06.2002. – М.:  
Стандартинформ, 2006. – 17 с.;

ИОТВ 13-17 Инструкция по охране труда при проведении земляных работ;

ИОТВ 35-17 Инструкция по охране труда и промышленной безопасности при  
выполнении погрузочно-разгрузочных работ, перемещении тяжестей, транспортировании  
грузов и уборке металлолома;

ИОТВ 40-17 версия 3.00 Инструкция по охране труда при использовании средств  
индивидуальной защиты;

ИОТП 29 16 версия 2.0 Инструкция по охране труда для трубопроводчика  
линейного;

М-16.04.01.03-94 инструкция по ОТ при выполнении работ с АДД;

П1-01.05 М-0133 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке  
промысловых трубопроводов на объектах ПАО «НК «Роснефть»;

П1-01.05 ТР-1135 ЮЛ-098 Технологический регламент. Система промысловых  
(межпромысловых) трубопроводов оленьего месторождения;

ПМЛЛПА план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на  
опасном производственном объекте N-м/р.;

Приказ Минтруда и соцзащиты РФ № 328н от 24.07.2013г. «Об утверждении правил  
по охране труда при эксплуатации электроустановок».

ФНиП №485 от 20.11.2017 «Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и  
ремонтных работ».

## Оглавление

Введение .....	17
1 Обзор литературы .....	21
2. Характеристика объекта исследования .....	27
2.1 Административное и географическое положение .....	27
2.2 Климатическая характеристика .....	28
2.3 Выводы по разделу .....	31
3 Характеристика транспортируемой продукции .....	32
3.1 Техническое наименование продукта .....	32
3.2 Показатели качества месторождения .....	32
3.3 Область применения продукции перекачки .....	34
3.3.1 Система поддержания пластового давления .....	34
3.3.2 Система сбора и транспортировки нефти .....	34
4 Визуализация территориального расположения аварийных областей месторождения требующих повышенного внимания .....	35
5 Анализ данных по коррозионным разрушениям промыслового нефтепровода N- месторождения .....	40
6 Общие сведения о коррозии .....	49
6.1 Факторы, влияющие на скорость коррозии трубопроводов .....	51
6.2 Электрохимическая коррозия .....	52
6.3 Атмосферная коррозия .....	53
6.4 Почвенная коррозия .....	54
6.5 Химическая коррозия и способы защиты от неё .....	59
6.6 Методы защиты от коррозии, применяемые на объекте исследования .....	63
6.7 Выводы по разделу .....	64
7 Моделирование процесса в среде ANSYS .....	65
8 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	73
8.1 Оценка коммерческого потенциала проекта .....	73
8.2 Планирование и формирование бюджета научных исследований .....	74
8.2.1 Структура работ в рамках научного исследования .....	74
8.2.2 Бюджет научно-технического исследования .....	77
8.3 Экономическая эффективность проектно-изыскательных работ .....	79
8.3.1 Методика расчёта экономической эффективности .....	79

8.3.2 Расчет экономической эффективности проекта .....	83
9 Социальная ответственность .....	89
9.1 Производственная безопасность .....	89
9.1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производённой среды .....	91
9.1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производённой среды .....	96
9.2 Экологическая безопасность .....	102
9.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	104
9.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	106
9.5 Заключение (выводы) по разделу .....	108
Результаты исследования .....	109
Список источников и литературы .....	111
Список публикаций студента .....	118
Приложение А .....	119
Приложение Б .....	137
Приложение В .....	138
Приложение Г .....	139
Приложение Д .....	140
Приложение Е .....	141
Приложение Ж .....	142
Приложение З .....	143
Приложение И .....	144



Введение

Актуальность темы исследования: промышленные нефтесборные трубопроводы эксплуатируются в осложненных условиях под воздействием перекачиваемых сред с высокой обводненностью, кислотностью *pH* и содержанием химически активных компонентов. Данные негативные факторы, приводят к ускоренной коррозии металла трубы, при этом, повышение работоспособности нефтепромысловых систем является актуальной задачей [24].

На рисунке 8.1 представлена динамика отказов промышленных трубопроводов находящихся на территории В-группы месторождений:

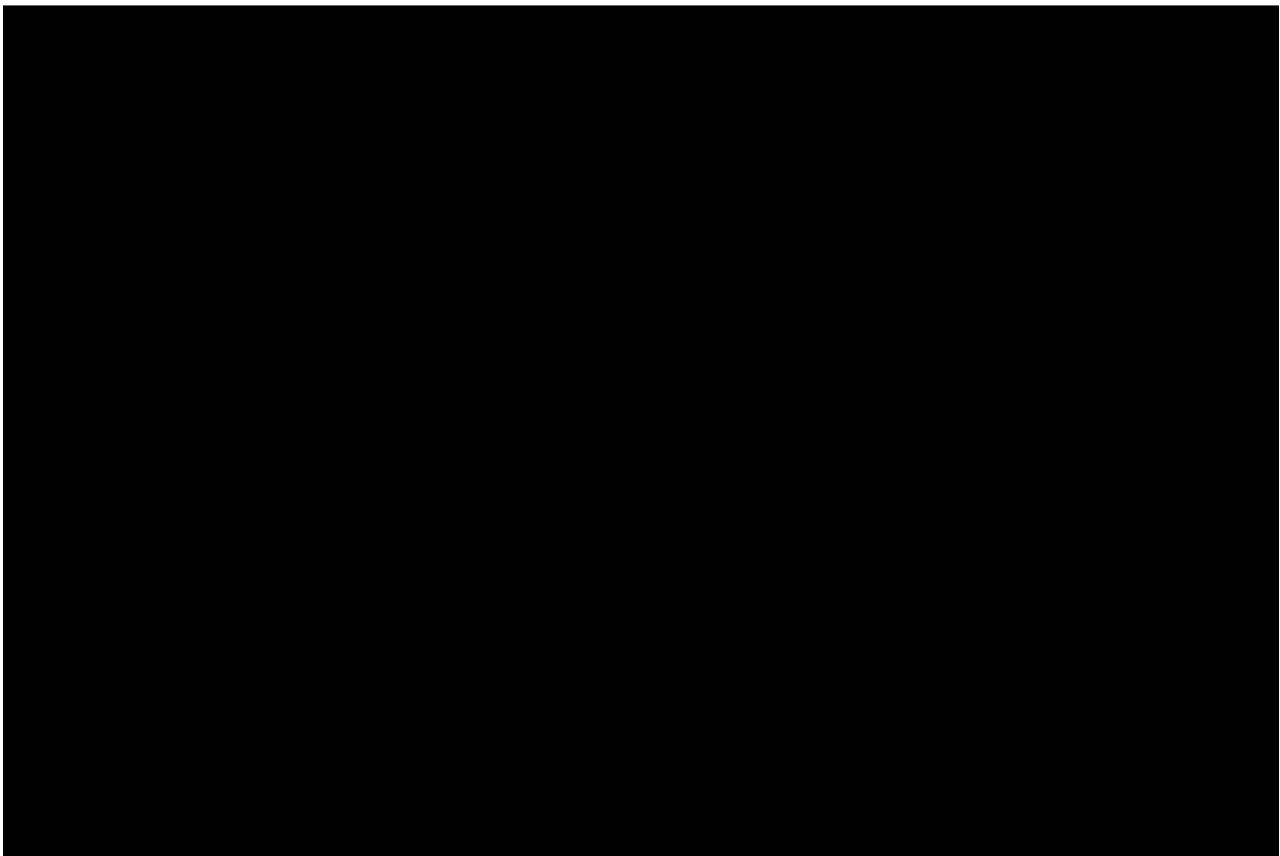
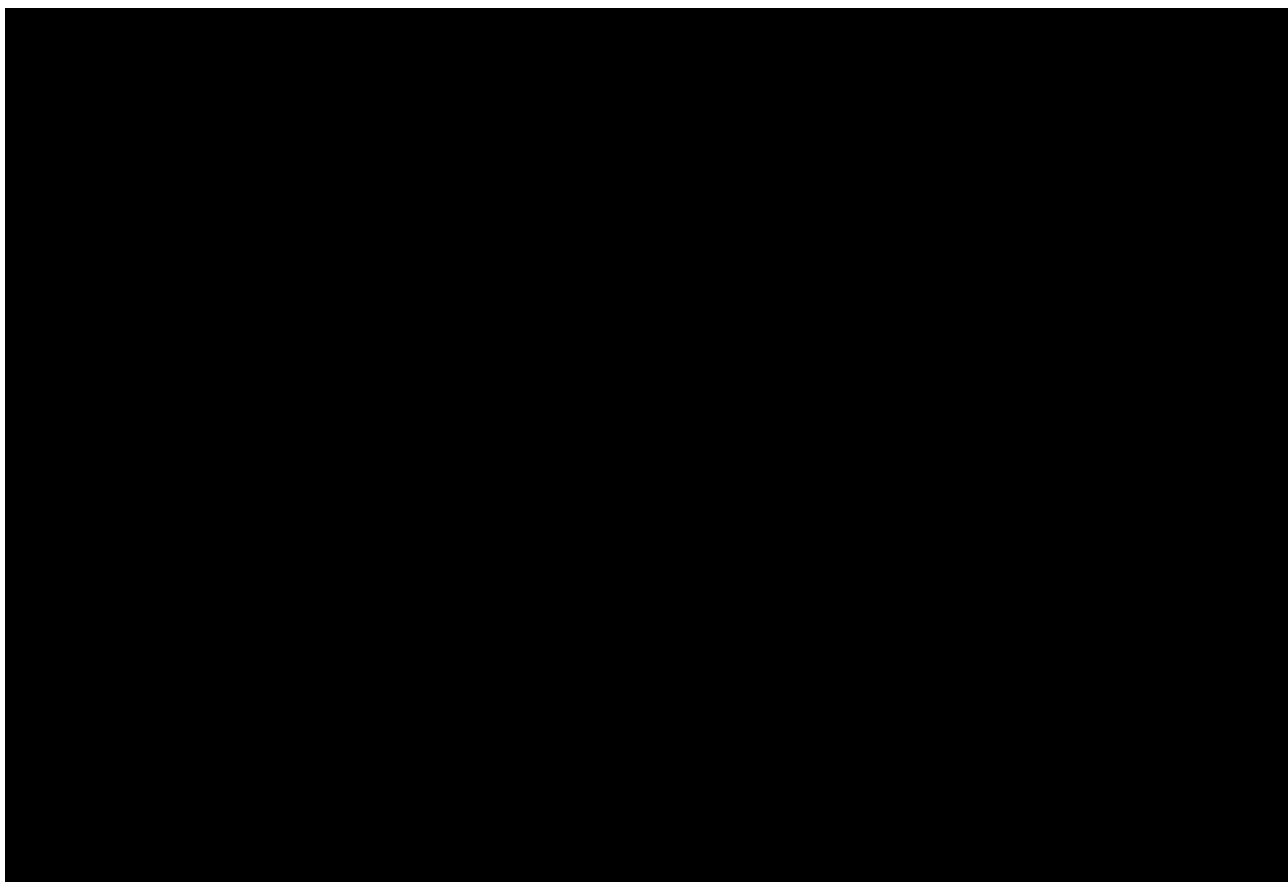


Рисунок 8.1 – Динамика отказов трубопроводов кампании-Н

					ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ АВАРИЙНО ОПАСНЫХ УЧАСТКОВ НЕФТЕСБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Рыбин А.С.			Введение	Лит.	Лист
Проверил		Крец В.Г.					17
Конс.							144
Н. Контр.						НИТПУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71	
Утверд.		Шадрина А.В.					

Из рисунка 8.2 очевидно, что преобладающей причиной отказов промышленных трубопроводов является внутренняя коррозия:



*Рисунок 8.2 – Динамика отказов трубопроводов кампании-N*

Треть промышленных трубопроводов превысила тридцатилетний срок эксплуатации, более 40% приближается к этому сроку. В условиях стареющих трубопроводов, когда до 90% отказов связано с коррозией, проблема противокоррозионной защиты стала предметом пристального внимания не только исследователей, но и эксплуатационников [58]. Затраты, связанные с устранением последствий коррозионных разрушений трубопроводов нередко превышают стоимость новых.

Стало очевидным, что дальнейший прогресс в области повышения надёжности и экологической безопасности при эксплуатации объектов трубопроводного транспорта нефти и газа немислим без основательных знаний

эксплуатационным персоналом новейших достижений в области противокоррозионной защиты эксплуатируемого оборудования.

Срок службы и надёжность работы объектов трубопроводного транспорта во многом определяются надёжностью именно противокоррозионной защиты.

Объект исследования: объектом исследования является сеть нефтесобирающих коллекторов, которые расположены на территории В-группы месторождений.

Новизна темы исследования: согласно статистическому анализу отказов нефтесборных коллекторов, находящихся на территории В-группы месторождений, было определено, что высокой частотой отказов, в результате коррозии, подвержены отдельные участки коллектора. Причиной данных разрушений, предположительно является застойное скопление жидкости в нижней образующей трубопровода.

Способом повышения надёжности аварийно-опасных участков, предлагается сооружение вставок меньшего диаметра, чем основной трубопровод для обеспечения достаточной скорости выноса скоплений жидкости из «потенциально опасных» участков трубопровода.

Цель работы: анализ причин отказа на проблемных участках нефтесборных коллекторов N-месторождения с целью определения оптимального метода повышения их надёжности.

Основные задачи исследования:

- провести анализ физико-географических, инженерно-геологических, климатических и сейсмических условий объекта исследования;
- провести анализ по порывам нефтесборных промысловых трубопроводов с целью выявить причины их отказов;
- визуализировать территориальное расположение аварийных областей месторождения требующих повышенного внимания;
- рассмотреть способы предупреждения интенсивной коррозии трубы на участках скопления жидкости и выбрать из них наиболее оптимальный;

- смоделировать процесс в среде ANSYS с целью определения влияния вставки на скорость потока жидкости и нагрузки на нефтепровод;
- определить экономическую эффективность предлагаемого способа.

Методика: определения опасного сечения трубопровода и расчет необходимого диаметра трубопровода, для увеличения скорости потока жидкости взяты из статьи Уфимского государственного университета, опубликованного в журнале «Нефтегазовое дело» 2017 г [24] и учебного пособия Галлямов А.К. Обеспечение надежности функционирования системы нефтепроводов на основе технической диагностики [34].

Практическая значимость темы исследования: тема применима к нефтесборному коллектору, который находится на территории В-группы месторождений. Статистические данные по отказам на трубопроводах собраны с месторождений этой группы.

## 8 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 8.1 Оценка коммерческого потенциала проекта

Промысловые нефтесборные трубопроводы эксплуатируются в осложненных условиях под воздействием перекачиваемых сред с высокой обводненностью, кислотностью  $pH$  и содержанием химически активных компонентов. Данные негативные факторы, приводят к ускоренной коррозии металла трубы, при этом, повышение работоспособности нефтепромысловых систем является актуальной задачей.

Экономический расчет является подтверждением того, что очень важно совершенствование концептуальных подходов к вопросу предупреждения аварийных ситуаций на промысловом нефтепроводе. Локализация и ликвидация аварийных разливов нефти предприятию обходится намного дороже, чем постоянный мониторинг технического состояния трубопровода.

Оптимизация затрат на предупреждение утечек нефти и ликвидацию последствий требует выработки компромисса между целями достижения компаниями макро- и микроэкономических показателей деятельности, а также выполнения требований регулирования по снижению опасностей возникновения аварий с тяжелыми последствиями.

Одним из способов предупреждения аварии на промысловом трубопроводе, является выявление их потенциально опасных участков (наиболее подверженных внутренней коррозии) и оптимизация их пропускной способности с целью обеспечения выноса скопления жидкости из нижней образующей трубопровода. В (таблице 8.1) представлен SWOT-анализ рассматриваемого проекта.

					ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ АВАРИЙНО ОПАСНЫХ УЧАСТКОВ НЕФТЕСБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата							
Разраб.		Рыбин А.С.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение			Лит.	Лист	Листов	
Проверил		Крец В.Г.								73	144
Конс.								НИТПУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71			
Н. Контр.											
Утверд.		Шадрина А.В.									

Таблица 8.1 – SWOT анализ проекта

S – Достоинства	W – Недостатки
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Обеспечение безаварийной работы трубопровода;</li> <li>– относительно невысокая стоимость реализации проекта;</li> <li>– простота проведение монтажных работ;</li> <li>– быстрая окупаемость проекта.</li> <li>– не требует привлечения дополнительного оборудования.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Сложность выявления потенциально опасных участков;</li> <li>– технология не применима на участках с механическим способом очистки;</li> <li>– изменяет технологический режим работы скважин.</li> </ul>
O – Возможности	T – Угроза
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Расширение данного метода предупреждений аварии на всю группу месторождений;</li> <li>– применение дополнительной внутренней защиты от коррозии.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Не для всех участков метод применим;</li> <li>– есть вероятность образования коррозии.</li> </ul>

Исходя из SWOT-анализа данный проект, безусловно, имеет некоторые риски. Угрозы, которые могут произойти в результате внедрения проекта, можно избежать, используя дополнительную внутреннюю защиту, которая будет обеспечивать полноценную защиту от внутренней коррозии.

## 8.2 Планирование и формирование бюджета научных исследований

### 8.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта (таблица 8.2).

Таблица 8.2 – Календарный план проекта

Код	Название	Длительность, часы	Дата (05.07.2019) время начала работ	Дата (05.07.2019) время окончания работ	Состав участников, ответственных исполнителей.
1	Провести инструктаж по ТБ при производстве работ.	0,5	8:00	8:30	Начальник ЦТОРТ и ЛПА. Мастер – 2 чел.
2	Оформить разрешительную документацию и наряды-допуски на каждый вид (этап) работ.	0,5	8:30	9:00	Начальник ЦТОРТ и ЛПА. Мастер – 2 чел.
3	Определить на местности ось и глубину заложения трубопровода, с выставлением аншлагов.	0,5	9:00	9:30	Начальник ЦТОРТ и ЛПА. Мастер – 1 чел. Трубопроводчик линейный – 2 чел.
4	Подготовить рабочую площадку для размещения техники на месте производства работ.	1	9:30	10:30	Начальник ЦТОРТ и ЛПА. Мастер – 1 чел. Машинист бульдозера – 1 человек
5	Завезти на место производства работ необходимые материалы и оборудование.	1	10:30	11:30	Начальник ЦТОРТ и ЛПА. Мастер – 1 чел. Машинист грузовой техники – 1 чел., машинист грузоподъемной техники – 1 чел.
6	Произвести земляные работы по вскрытию трубопровода.	1	11:30	12:30	Начальник ЦТОРТ и ЛПА. Мастер – 1 чел. Машинист экскаватора – 1 чел.
7	Произвести опорожнение ремонтируемого участка.	1	12:30	13:30	Начальник ЦТОРТ и ЛПА. Мастер – 1 чел. Трубопроводчик линейный – 2 чел.
8	Произвести демонтаж потенциально опасного сечения.	1	13:30	14:30	Начальник ЦТОРТ и ЛПА. Мастер – 1 чел. Слесарь – 2 чел.
9	Произвести сварочно-монтажные работы по установке вставки меньшего диаметра.	1	14:30	15:30	Начальник ЦТОРТ и ЛПА. Мастер – 1 чел. Газоэлектросварщик – 1 чел.
10	Произвести засыпку траншеи.	0,5	15:30	16:00	Начальник ЦТОРТ и ЛПА. Мастер – 1 чел. Машинист экскаватора – 1 чел.

Продолжение таблицы 8.2

11	Испытание трубопровода.	0,5	16:00	16:30	Начальник ЦТОРТ и ЛПА. Мастер – 1 чел. Трубопроводчик линейный – 2 чел.
12	Заключительные работы.	1	16:30	17:30	Начальник ЦТОРТ и ЛПА. Мастер – 1 чел. Трубопроводчик -2 чел. Машинист грузовой техники – 1 чел.
Итого:		9,5 (часов)			

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ (таблица 8.3). В (Приложении Г) представлен график реализации проекта.

Таблица 8.3 – Линейный календарный график проведения работ на объекте

Наименование операций	Часы	Продолжительность проведения работ									
		05.07.2019									
		8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00
Провести инструктаж по ТБ при производстве работ.	0,5										
Оформить разрешительную документацию и наряды-допуски.	0,5										
Определить на местности ось и глубину заложения трубопровода, с выставлением аншлагов.	0,5										
Подготовить рабочую площадку для размещения техники на месте производства работ.	1										



Завезти на место производства работ необходимые материалы и оборудование.	1											
Произвести земляные работы по вскрытию трубопровода.	1											
Произвести опорожнение ремонтируемого участка.	1											
Произвести демонтаж потенциально опасного сечения.	1											
Произвести сварочно-монтажные работы по установке вставки меньшего диаметра.	1											
Произвести засыпку траншеи.	0,5											
Испытание трубопровода.	0,5											
Заключительные работы.	1											

### 8.2.1 Бюджет научно-технического исследования

Расчет затрат на проведение работ по замене потенциально опасного участка трубопровода на вставку меньшего диаметра.

Состав затрат в соответствии с их экономическим содержанием формируется по следующим элементам:

- затраты на спецоборудование;
- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;
- страховые взносы в государственный внебюджетный фонд;
- амортизационные отчисления;

– накладные расходы.

В таблице 8.4 представлена общая смета затрат на выполнение проектно-изыскательской работы. На рисунке в (Приложении Б) изображена структура всех затрат по статьям.

Таблица 8.4 – Смета затрат на выполнение проектно-изыскательских работ

№ п/п	Статьи затрат	Сумма затрат, руб.	Этапы выполнения работ				
			1	2	3	4	5
1	Оплата работ, выполняемых соисполнителями	50 796,50	5 079,65	5 079,65	20 318,60	5 079,65	15 238,95
2	Затраты на привлечение спецтехники подрядных организаций	680 600,00	68 060,00	68 060,00	272 240,00	68 060,00	204 180,00
3	Материалы и комплектующие	70 053,00	7 005,30	7 005,30	28 021,20	7 005,30	21 015,90
4	Оплата труда	1 674,60	167,46	167,46	669,84	167,46	502,38
5	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	502,00	50,20	50,20	200,80	50,20	150,60
6	Амортизация основных средств	164,90	16,49	16,49	65,96	16,49	49,47

Продолжение таблицы 8.4

7	Накладные расходы	80 379,10	8 037,91	8 037,91	32 151,64	8 037,91	24 113,73
8	Итого собственных затрат	833 373,60	83 337,36	83 337,36	333 349,44	83 337,36	250 012,08
9	Уровень рентабельности до 10%	83 337,36	8 333,74	8 333,74	33 334,94	8 333,74	25 001,21
10	Договорная цена (сумма строк 1-9)	967 507,46	96 750,75	96 750,75	387 002,98	96 750,75	290 252,24
11	Налог на добавленную стоимость (НДС) 20%	174 151,34	17 415,14	17 415,14	69 660,54	17 415,14	52 245,40
12	Всего стоимость договора	1 141 658,80	114 165,89	114 165,89	456 663,52	114 165,89	342 497,64

### 8.3 Экономическая эффективность проектно-изыскательных работ

#### 8.3.1 Методика расчёта экономической эффективности

Что бы оценить экономическую эффективность инвестиционных проектов обычно используют нижеперечисленные критерии:

- ЧДД – чистый дисконтированный доход;
- ИД – индекс доходности;
- ВНД – внутренняя норма доходности;

- срок окупаемости при учете фактора времени и дисконтирования.

Чистый дисконтированный доход определяют по следующей формуле (8.1):

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \frac{(P_t - Z_t)}{(1 + E)^t}, \quad (8.1)$$

где  $P_t$  – стоимостная оценка результатов, полученных при осуществлении проекта или внедрении новой техники за промежуток времени  $t$ , включая амортизационные отчисления на реновацию;

$Z_t$  – стоимостная оценка полных затрат, привлеченных для проекта за период времени  $t$  включая все налоговые выплаты;

$E$  – норма приведения (ставка дисконта в зарубежной практике - RD);

$T$  – период службы проекта;

$(P_t - Z_t)$  – поток реальных денежных средств для проекта в целом или отдельного его участника. Стоит упомянуть, что промежуток времени  $t$  принимают равным одному календарному году.

Расчетный период разбивают на шаги, в пределах которых производят агрегирование данных, чтобы оценить финансовые показатели. Шаги расчета определяются номерами (0,1,...). В расчетном периоде время, как правило, измеряется в годах, реже в долях года и отсчитывается от фиксированного момента, который принимают за базовый (момент начала или конца нулевого шага). Норма дисконта отображает вероятную стоимость капитала, соответствующую вероятной прибыли инвестора, которую он получил бы на такую же сумму капитала, если бы вложил его в другом месте, при условии, что для каждого из вариантов инвестирования финансовые риски одинаковы. Иными словами, норма дисконта – это минимальная норма прибыли, ниже которой инвестиции были бы не выгодны для предпринимателя.

В качестве нормы дисконта для инвестиционного проекта нередко используют ставку процента по долгосрочным ссудам на рынке капитала или ставку процента, которая уплачивается получателем ссуды.

Если из состава затрат  $Z_t$  исключить капитальные вложения (инвестиции)  $K_t$ , то формула (8.2) будет иметь следующий вид:

$$\text{ЧДД} = \left[ \sum_{t=0}^T (P_t - Z'_t) \cdot \frac{1}{(1+E)^t} \right] - K, \quad (8.2)$$

Где  $Z'_t$  – затраты на  $t$ -м году без учета капитальных вложений.

$K$  – дисконтированные капитальные вложения, определяемые по формуле (8.3):

$$K = \sum_{t=0}^T K_t \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (8.3)$$

Если разница между стоимостными оценками результатов и затрат постоянна в течение всего срока жизни проекта, то формула (8.4) может быть преобразована в следующий вид:

$$\text{ЧДД} = \frac{(P_t - Z'_t)}{E} \cdot \left( 1 - \frac{1}{(1+E)^t} \right) - K \cdot \frac{\left( 1 - \frac{1}{(1+E)^t} \right)}{E}, \quad (8.4)$$

Если рассчитанный чистый дисконтированный доход (ЧДД)  $>0$ , то прибыльность инвестиций будет выше нормы дисконта и проект следует одобрить. Если ЧДД  $\leq 0$ , то прибыльность равняется норме дисконта и этот проект лучше не принимать.

В случае сравнения двух альтернативных проектов предпочтение, как правило, отдается тому проекту, у которого значение ЧДД больше.

Индекс доходности (ИД) следует определять, как отношение суммы дисконтированных эффектов к сумме дисконтированных капитальных вложений:

Внутренней нормой доходности (ВНД) называют такое положительное число  $E_{ни}$ , что при норме дисконта  $E=E_{ни}$  чистый дисконтированный доход проекта обращается в 0, при всех больших значениях  $E$  – отрицательный, при всех меньших значениях  $E$  – положительный. Если хотя бы одно из этих условий не выполнено, то считается, что ВНД не существует.

Экономический смысл показателя ВНД заключается в том, что он демонстрирует максимальную ставку платы за инвестиции, при которой эти инвестиции остаются безубыточными. Иными словами, ВНД можно понимать как нижний гарантированный уровень прибыльности инвестиционных затрат.

ВНД может быть определена из уравнения (8.5):

$$\sum_{t=0}^T \left( \frac{P_t - 3'_t}{(1 + E_{\text{ВН}})^t} \right) = 0, \quad (8.5)$$

Для определения срока окупаемости с учетом дисконтирования используется следующая формула (8.6):

$$\sum_{t=0}^T \left( \frac{P_t - 3'_t}{(1 + T)^t} \right) = 0, \quad (8.6)$$

Чтобы оценить эффективность инвестиционного проекта, необходимо значение ВНД сопоставлять с нормой дисконта  $E$ . Инвестиционные проекты, имеющие  $\text{ВНД} > E$ , будут иметь положительный ЧДД и, следовательно, будут наиболее эффективны. Те же проекты, у которых величина  $\text{ВНД} < E$ , будут иметь отрицательный ЧДД и поэтому они будут не эффективны.

С учетом дисконтирования сроком окупаемости (Ток.) называют период времени от начального момента до момента окупаемости. Под моментом окупаемости, при учете дисконтирования, понимают тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, по завершении которого текущий ЧДД станет и в дальнейшем остается неотрицательным (результаты реализации проекта превысили и покрыли первоначальные капитальные вложения и другие затраты).

Следовательно, учитывая фактор времени, срок окупаемости инвестиций может быть определен по следующей формуле (8.7):

$$\sum_{t=0}^T K_t = \sum_{t=0}^T D_t, \quad (8.7)$$

где  $D_t$  – чистые доходы от реализации проекта в  $t$ -м временном интервале, включая амортизационные отчисления на реновацию.

Расчет срока окупаемости можно проводить графически.

### 8.3.2 Расчет экономической эффективности проекта

Расчетный период  $T$  составляет время внедрения проекта в производство, которое принимают равным одному году и время эксплуатации объекта, которое состоит из 10 лет. Расчет состоит из следующих этапов:

- определение выгод проекта;
- определение капитальных вложений;
- определение эксплуатационных затрат;
- определение общих затрат;
- определение дохода;
- определение коэффициента дисконтирования;
- определение дисконтированного дохода;
- определение накопленного дохода;
- определение чистого дисконтированного дохода;
- определение индекса доходности;
- определение внутренней нормы доходности (рисунок 8.2);
- определение срока окупаемости (рисунок 8.3).

Замена потенциально опасного участка трубопровода на вставку меньшего диаметра, обеспечит безаварийную работу НСК на промежуток до 10 лет. Макропараметры проекта представлены в таблице 8.5

Таблица 8.5 – Макропараметры

Нпп	Показатели	Ед. измер.	Данные
1	Первый год проекта	Год	2019
2	Срок проекта	Лет	10
3	Годовая ставка дисконтирования	%	20
4	Срок использования основных средств (ОС)	Лет	10
5	Год начала дисконтирования	Год	2019

Для определения экономического эффекта от проекта, необходимо подсчитать затраты на ликвидацию аварии. Исходные данные представлены в (Таблице 8.6).

Таблица 8.6 – Исходные данные для расчета

№пп	Показатели	Един. измер.	Источник информации.	Данные
1	MAN – TGA 41/480	руб за 1 мото-час.		1943,8
2	КАМАЗ-43118 АХН-10	руб за 1 мото-час.		571,7
3	Экскаватор Hitachi ZX130-5G	руб за 1 мото-час.		933,3
4	УАЗ- 39099	руб за 1 мото-час.		308
5	4320 ДТ 30ПКЭ1	руб за 1 мото-час.		1789,9
6	УРАЛ-4320	руб за 1 мото-час.		595,0
7	TOYOTA HILUX	руб за 1 мото-час.		516,9
8	Резервуар секционный РС-4	руб/шт		35413,3
9	Газосигнализатор ГСМ-03-01-4/2/А-1-1-3	руб/шт		69226,5
10	Распылитель сорбента РАС	руб/шт		28485,0
11	Сорбент «Ньюсорб»	руб./т		83380,0
12	Абсорбент "Spill-Sorb"	руб./кг		329,0
13	Портативное дыхательное устройство ПДУ-3	руб/шт		3579,18
14	Сбор нефтесодержащей жидкости с рекультивируемого участка	руб		18951,9
15	Уборка сухостоя	руб		-
16	Внесение извести	руб		22660,4
17	Внесение микробов-деструкторов и мин. удобрений	руб		111111,5
18	Исполнительная съемка участка	руб		3451,8
19	Фрезерование	руб		29513,6
20	Заторфовка	руб		-
21	Посев трав	руб		28521,7
22	Химический анализ почв	руб		3202,8



Согласно заключению лаборатории разрушающего и неразрушающего контроля (ЛРиНК), потенциально опасные участки подвержены коррозионному разрушениям с частотой один раз в три года. Результаты расчёта представлены в (Приложении А). Денежные потоки представлены на рисунке 8.1.

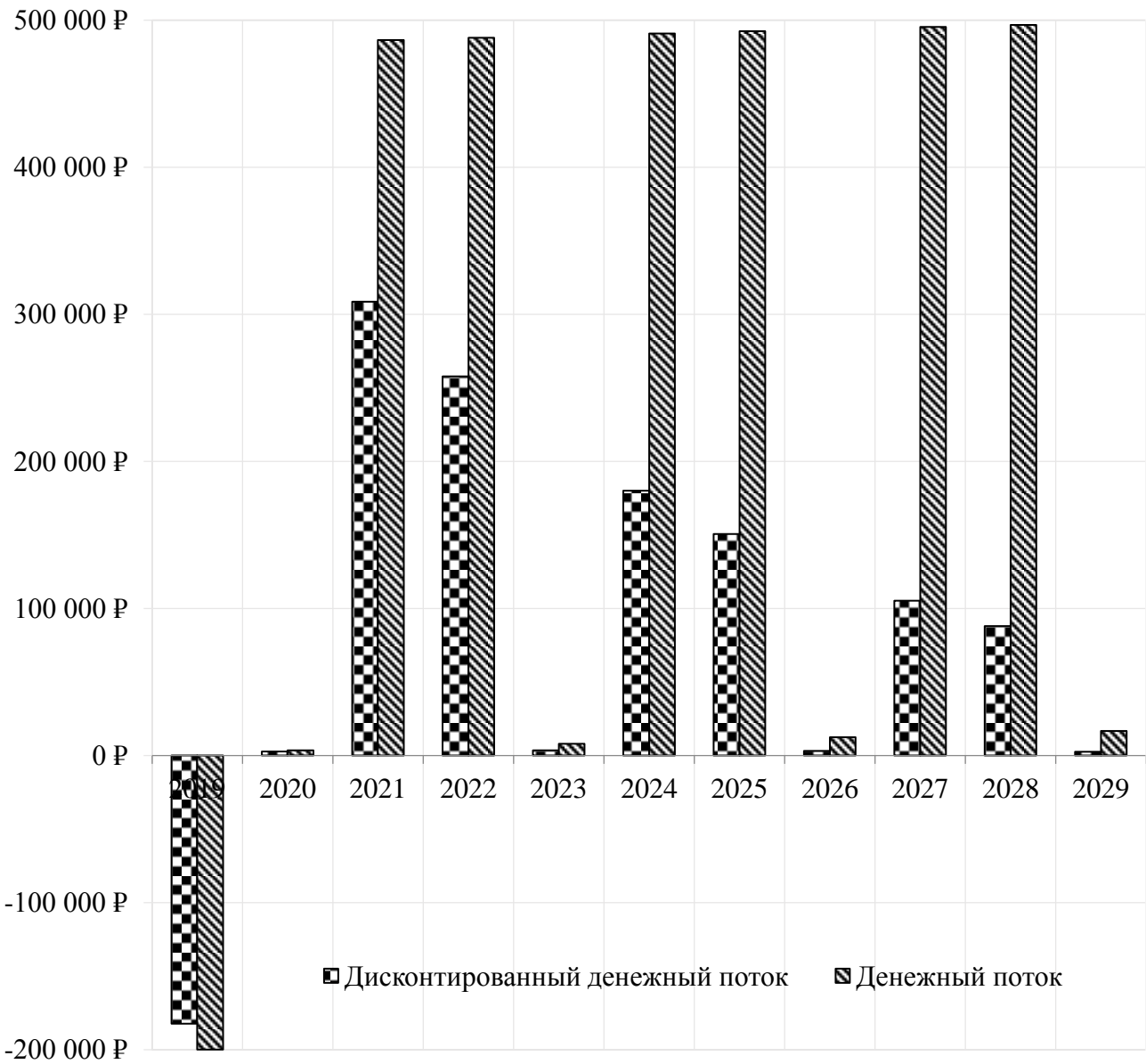


Рисунок 8.1 – Денежные потоки

Определение ВНД и Срока Окупаемости графическим путем. Внутреннюю норму доходности определим по рисунку 8.2, которая равняется коэффициенту дисконтирования, при ЧДД равному нулевому значению.

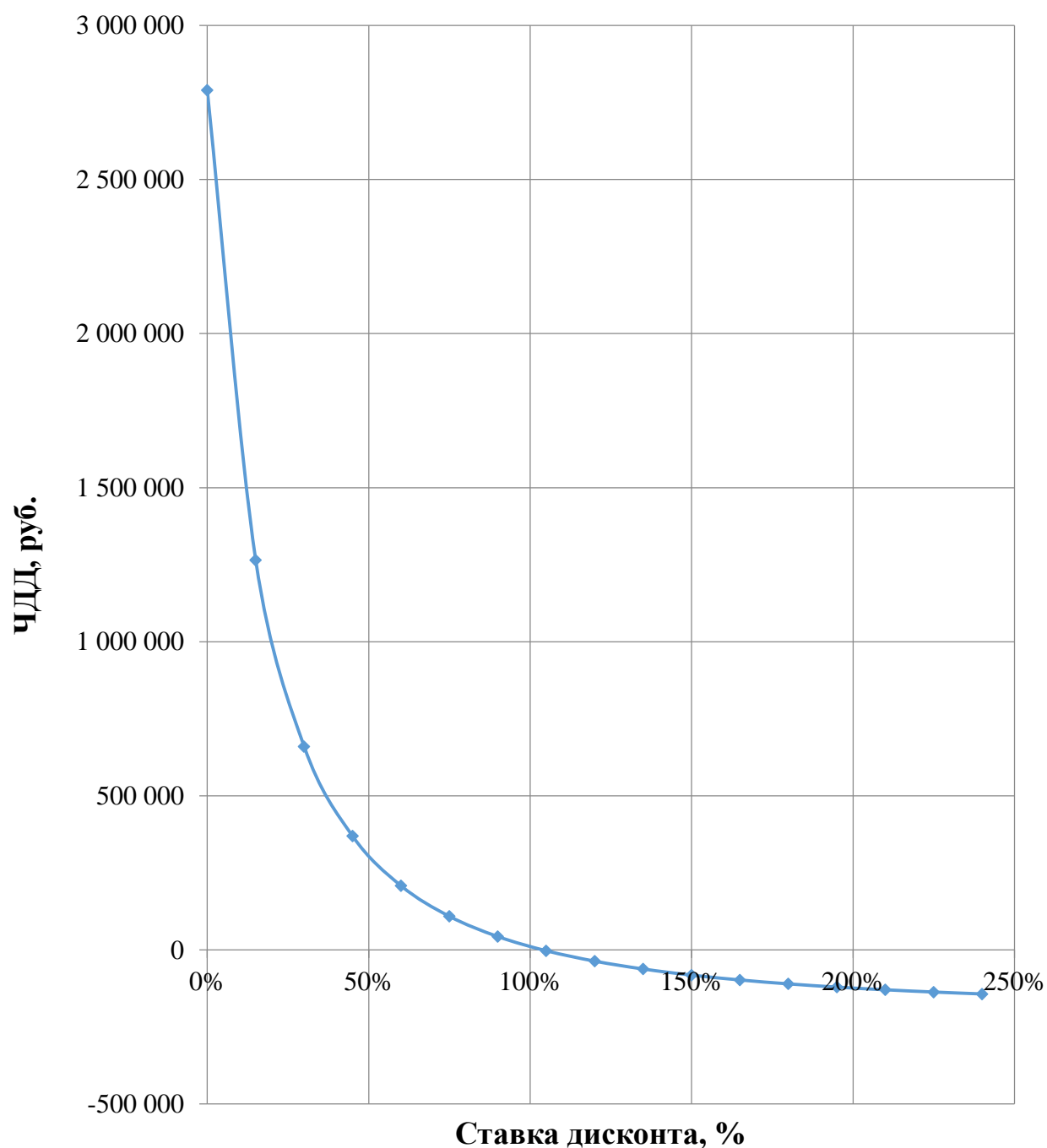
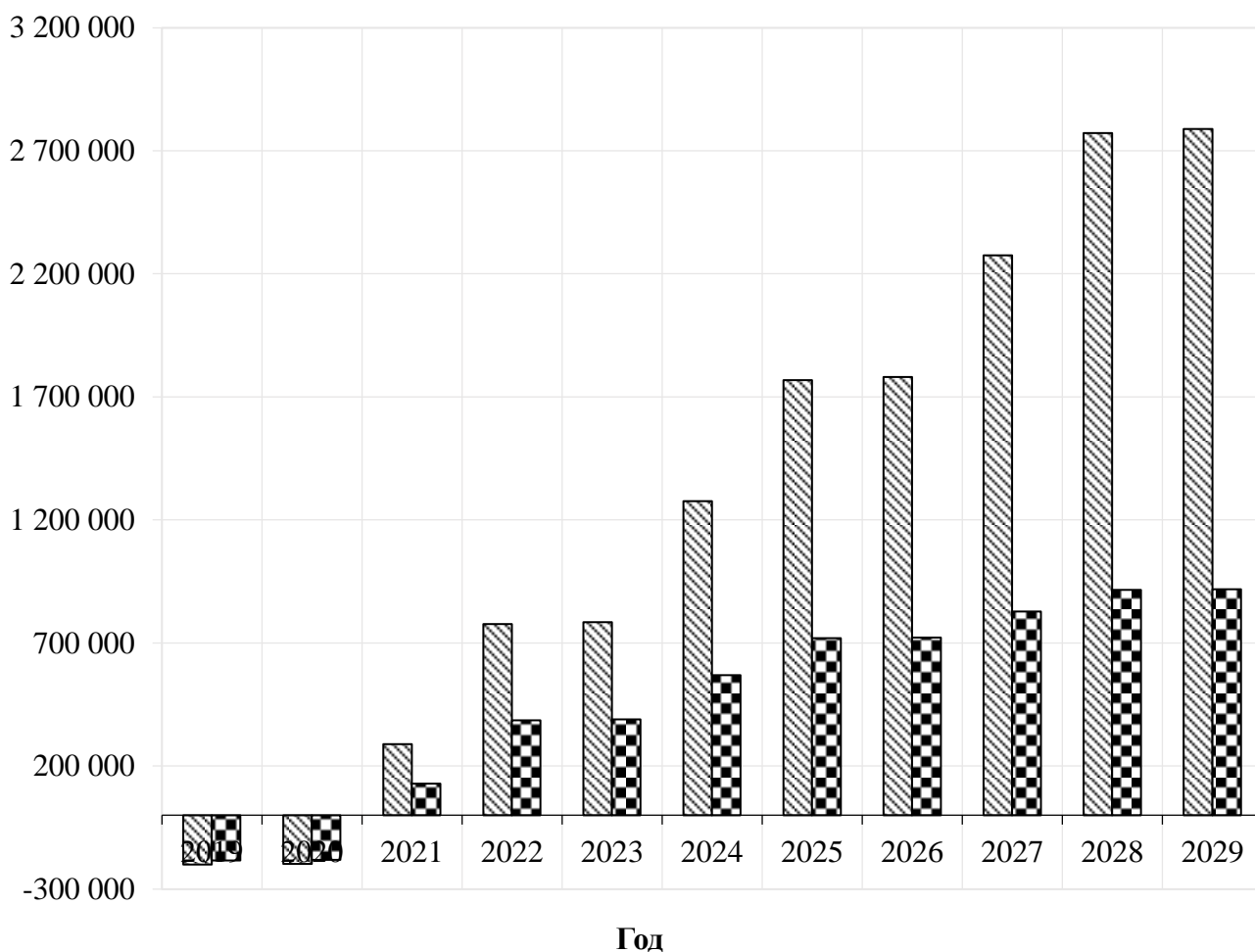


Рисунок 8.2 – Определение внутренней нормы доходности

Критерием абсолютной эффективности инвестиций в сооружении проектируемого объекта служит условие превышения ВНД над значением ставки дисконтирования  $E_{\text{вн}} > E$ . Из данного графика мы видим значение ВНД = 104%, что в свою очередь больше ставки дисконтирования  $E=20\%$ .

На рисунке 8.3 представлен срок окупаемости проекта простой и срок окупаемости дисконтированный с 2019 по 2029 гг.

**Денежный  
поток, руб.**



▨ Накопленный денежный поток    ▣ Накопленный дисконтированный денежный поток

*Рисунок 8.3 – Срок окупаемости проекта*

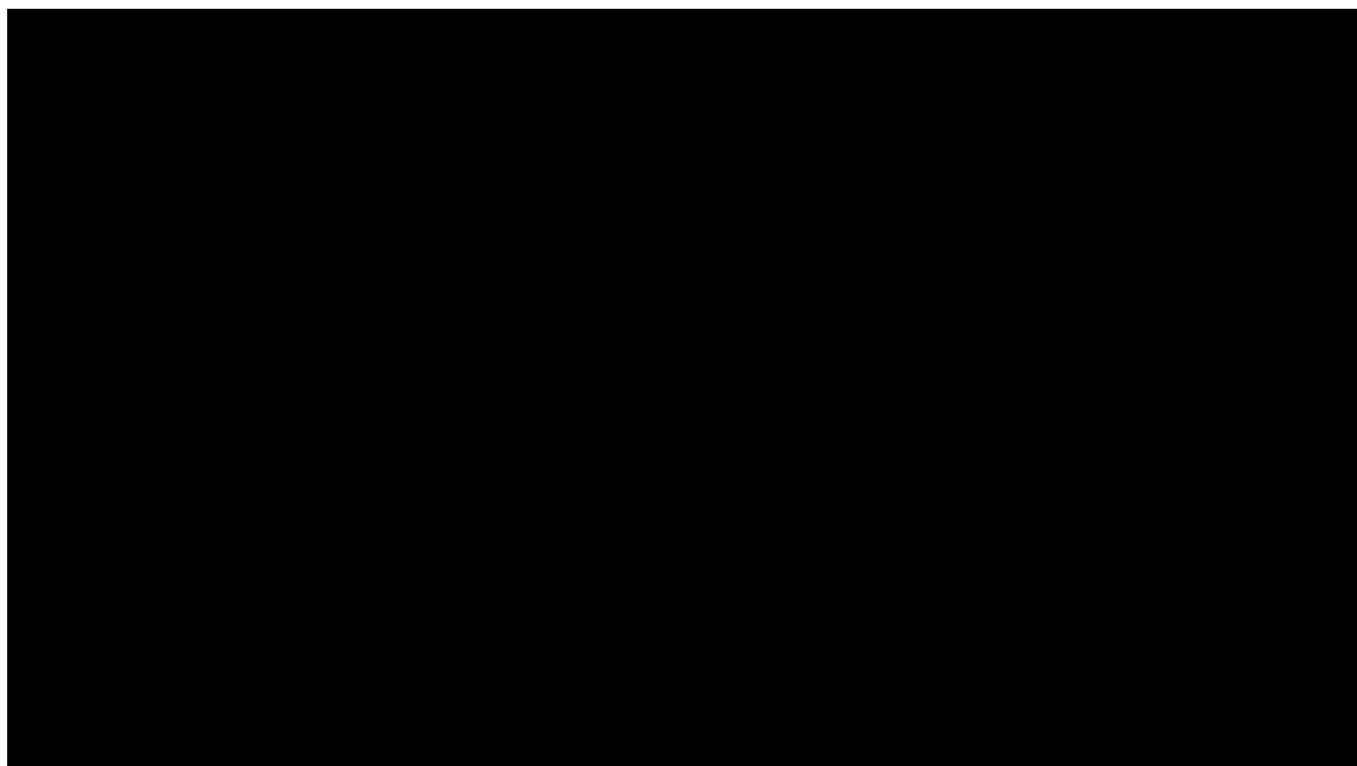
Период окупаемости для инвестиционного проекта равен числу лет, требуемых для того, чтобы совокупные ожидаемые поступления денежных средств стали равны первоначальной сумме инвестиций. Глядя на наш график мы видим, что РР составляет 2 года, а DPP составляет 3 года. И это является еще одним положительным показателем экономической эффективности от внедрения данного проекта.

Основные показатели экономической эффективности проекта представлены в (Таблице 8.7).

Таблица 8.7 – Основные показатели проекта

Обозначение	Ед. изм.	Показатели	Полученный результат
<i>NPV</i>	Руб.	Чистый дисконтированный доход	918 841
<i>IRR</i>	%	Внутренняя норма доходности	104%
<i>PP</i>	лет	Срок окупаемости простой	2
<i>DPP</i>	лет	Срок окупаемости дисконтирования	3
<i>PI</i>	%	Индекс доходности	4,6

**Выводы раздела**



## 9 Социальная ответственность

### 9.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при установке вставки меньшего диаметра в потенциально опасный участок нефтесборного коллектора (Таблица 9.1).

Таблица 9.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) [1].	Этапы работ						нормативные документы
	Движение транспорта и спецтехники, (по месторождениям, до места работы и обратно)	Проведение работ по очистке внутренней полости трубопроводов	Земляные работы	Огневые работы	Погрузка и транспортировка демонтированных труб	Испытание трубопровода	
Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания	+	+	-	+	-	+	ГОСТ 12.1.005-88 [2]; ИОТВ 40-17 версия 3.00 [10]; ГОСТ 12.1.007-76 [3].
Вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды	+	+	+	+	+	+	ИОТВ 40-17 версия 3.00 [10]; ИОТП 29 16 версия 2.0 [11].
Воспламенение газовоздушной среды, взрыв, пожар	-	+	-	+	-	+	П1-01.05 ТР-1135 ЮЛ-098 [14]; ИОТВ 40-17 версия 3.00 [10];

					ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ АВАРИЙНО ОПАСНЫХ УЧАСТКОВ НЕФТЕСБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпи	Дата	Социальная ответственность				Лит.	Лист	Листов		
Разраб.	Рыбин А.С.										89	144	
Проверил	Крец В.Г.								НИТПУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71				
Конс.													
Н. Контр.													
Утверд.	Шадрина А.В.												

Попадание продуктов химии на кожный покров	-	+	-	-	-	-	ИОТВ 40-17 версия 3.00 [10].
Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	+	+	+	ИОТВ 13-17 [8]; ИОТВ 35-17 [9]; М-16.04.01.03-94 [12].
действие сила тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего	-	-	+	+	-	-	ИОТВ 13-17 [8]; ИОТВ 40-17 версия 3.00 [10]; ФНиП №485 от 20.11.2017 [17].
Высокая температура сваренных поверхностей	-	-	-	+	-	-	ФНиП №485 от 20.11.2017 [17]; ИОТВ 40-17 версия 3.00 [10]; ГОСТ Р 51337-99 [6].
Ультрафиолетовое излучение. Ожоги глаз, кожи	-	-	-	+	-	-	ИОТВ 40-17 версия 3.00 [10]; М-16.04.01.03-94 [12]; ФНиП №485 от 20.11.2017 [17].
Применение открытого огня. Ожоги	-	-	-	+	-	-	ИОТВ 40-17 версия 3.00 [10]; ФНиП №485 от 20.11.2017 [17].
Высокое напряжение. Электротравма, смерть	-	-	-	+	-	-	ГОСТ 12.1.038-82 [4]; ИОТВ 40-17 версия 3.00 [10]; Приказ Минтруда и соцзащиты РФ № 328н от 24.07.2013г [16].
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т. ч. грузоподъемные)	+	-	+	-	+	-	ИОТВ 40-17 версия 3.00 [10]; П1-01.05 ТР-1135 ЮЛ-098 [14]; ИОТВ 35-17 [9].
Падение груза. Травмирование падающим грузом, смерть	-	-	+	-	+	-	П1-01.05 М-0133 [13]; ИОТВ 40-17 версия 3.00 [14]; ИОТВ 35-17 [9].
Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	-	+	+	+	-	+	П1-01.05 М-0133 [13]; ИОТВ 40-17 версия 3.00 [10]; П1-01.05 ТР-1135 ЮЛ-098 [14].

Далее будут рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, указанные в таблице 9.1. а именно источник их возникновения, его предельно допустимые нормы, предлагаемые средства индивидуальной и коллективной защиты.

### **9.1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой произведённой среды**

#### **9.1.1.1 Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания**

Источник возникновения: работы по опорожнению рабочей полости нефтесобирающего коллектора, а также работы вблизи аварийного разлива нефти, опасны высокой концентрацией в воздухе рабочей зоны опасных и токсичных веществ.

Воздействие фактора на организм человека: объект отнесен к категории опасного производственного объекта (ОПО) по признаку обращения следующих опасных веществ (ОВ): Нефть, нефтяной газ. Сведения об ОВ представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Сведения об обращающихся опасных веществах

№ п/п	Наименование опасного вещества	Степень опасности и характер воздействия вещества на организм человека
1	2	3
1	Нефть	По токсическим свойствам нефть относится к веществам III класса опасности [3]. На человека нефть оказывает наркотическое действие с изменением состава крови и нарушением функционирования кроветворных органов. При постоянном воздействии углеводородов наблюдается повышенная заболеваемость органов дыхания, функциональные изменения в центральной нервной системе, низкое кровяное давление, признаки поражения почек и др.
2	Нефтяной газ	По степени воздействия на организм человека относится к 4 классу опасности [3]. Продукты сгорания газа представляют собой потенциальную угрозу нормальному функционированию человеческого организма на физиологическом уровне

Допустимые нормы: предельно допустимые концентрации различных вредных веществ, представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [2]

Наименование вещества	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Бензол	15	II
Сера	6	IV
Серы диоксид SO <sup>2</sup>	10	III
Сероводород H <sub>2</sub> S	10	II
Сероводород в смеси с углеводородами	3	III
Толуол	50	III
Углеводороды C <sub>1</sub> – C <sub>10</sub>	300	IV
Оксид углерода CO	20	IV

Предлагаемые средства защиты: к средствам коллективной защиты использовать специально отведенные помещения и системы вентиляции. Основным средством индивидуальной защиты является (портативное дыхательное устройство) ПДУ-3 и шланговый противогаз [10].

Мероприятия по снижению воздействия чрезмерного загрязнения воздушной среды на работников: заблаговременное опорожнение и отключение всех возможных источников выброса вредных веществ в зону проведения работ (сбор и транспортировка загрязнённых нефтью участков на территории проведения работ; установка заглушек и перемычек на ремонтируемый участок; постоянный контроль газовой среды).

#### **9.1.1.2 Вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды**

Источник возникновения: низкая температура воздуха рабочей зоны, её резкие колебания, повышенная влажность, высокая скорость движения воздуха при отрицательной температуре являются для здоровья вредным физическим фактором.

Воздействие фактора на организм человека: при воздействии низких температур возможно переохлаждение тела человека и обморожение отдельных его участков, конечностей. Также у работников может наблюдаться появление сонливости и потеря координация движений, что влечёт за собой снижение работоспособности и повышении опасности производства работ.



Допустимые нормы: в целях обеспечения охраны труда работников, предупреждения обморожения, несчастных случаев и аварий, связанных с работой при низких температурах на открытом воздухе, установлена предельная температура, ниже которой не могут производиться никакие производственные работы на открытом воздухе (таблица 9.4) [11]:

Таблица 9.4

Без ветра	-38
При ветре от 5 до 10 м/с	-34
При ветре от 11 до 15 м/с	-30
При ветре от 15 до 20 м/с	-26

Предлагаемые средства защиты: средством коллективной защиты будут являться отдельные тёплые помещения. При проведении работ в условиях низкой температуры, работники обязаны надеть спецодежду, специальную обувь и другие средства индивидуальной защиты (СИЗ), защищающие от низких температур [10].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: при работе на открытом воздухе в холодное время года работник во избежание переохлаждения обязан пользоваться дополнительными перерывами для обогрева, в сочетании с перерывами на восстановление функционального состояния после выполнения физической работы.

#### **9.1.1.3 Попадание продуктов химии на кожный покров**

Источник возникновения: при производстве работ по очистке полости трубопровода может возникнуть опасность попадания продуктов транспорта на кожный покров.

Воздействие фактора на организм человека: контакт человеческой кожи с нефтесодержащей эмульсией опасен химическим ожогом и интоксикацией организма.

Предлагаемые средства защиты: средствами коллективной защиты будут являться защитные экраны. Для предупреждения кожных поражений

необходимо применять предохранительные мази и использовать спецодежду [10].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: работник обязан выполнять работу согласно технологическому регламенту, утверждённому в обществе, знать устройства и назначение системы очистки полости трубопровода, порядок перекрытия ремонтируемого участка.

#### **9.1.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Источник возникновения: работы в позднее время суток или в пасмурную погоду, сопровождаются недостаточной освещённостью рабочей зоны.

Воздействие фактора на организм человека: при недостаточном освещении затрудняется производственный процесс, работники теряют достаточную видимость проводимых работ, что может привести к аварии и получению травм. Увеличивается утомляемость и нагрузка на зрение у работников.

Допустимые нормы: работы по обустройству траншей и котлованов должны выполняться при равномерном освещении и освещённостью не менее 2 лк [8]. Грузоподъёмные операции выполнять при освещённости не менее 5 лк, а при работе ручным и механизированным способом не менее 10 лк [9]. Освещённость рабочих зон в местах сварки должна быть не менее 30 лк [12].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: Использование прожекторов и дополнительного освещения от спецтехники.

#### **9.1.1.5 Высокая температура сваренных поверхностей**

Источник возникновения: при проведении сварных работ, существует риск ожога кожного покрова при контакте с нагретой поверхностью после сварки.

Воздействие фактора на организм человека: повреждение органов или тканей под воздействием высокой температуры горячего предмета.

Допустимые нормы: оценка риска ожога возможна путем измерения температуры свариваемой поверхности и сравнения ее с данными, указанными на рисунке 1.1 [6].

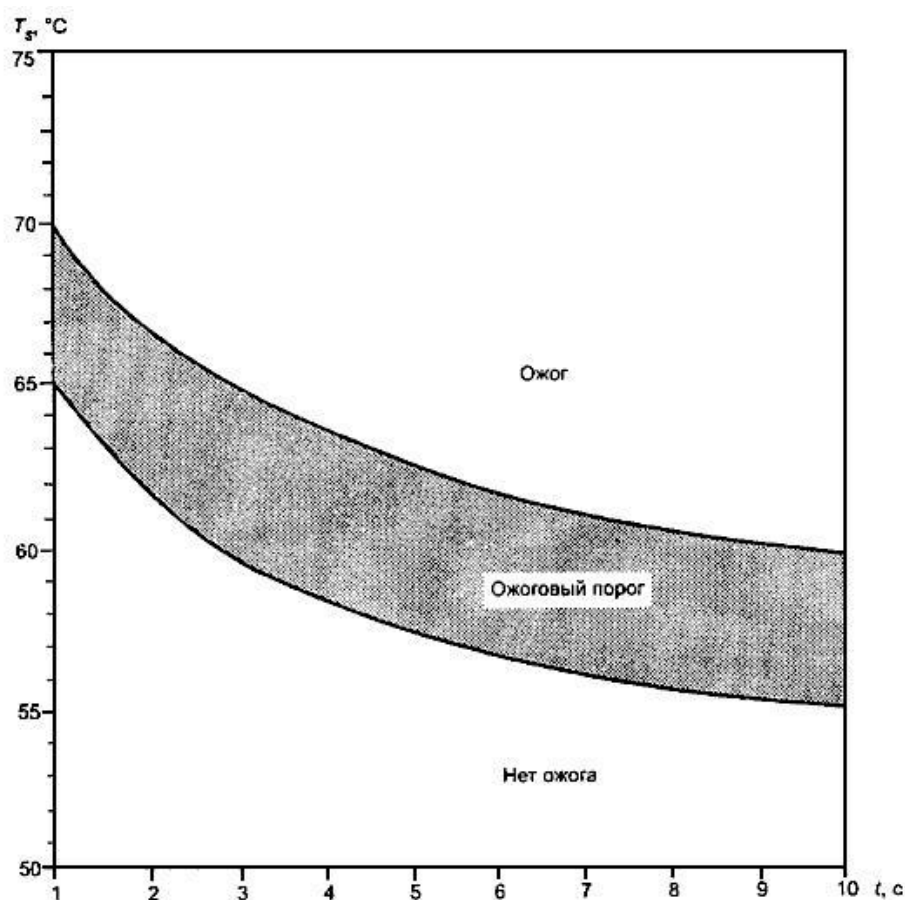


Рисунок 9.1 – Область ожогового порога при контакте кожи с гладкой горячей поверхностью металла без покрытия

Предлагаемые средства защиты: термоустойчивые перчатки, спецодежда и специальная обувь [10].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: защитой от данного негативного фактора является соблюдение охраны труда и проведение целевого инструктажа перед производством работ по технике безопасности.

#### 9.1.1.6 Ультрафиолетовое излучение. Ожоги кожи и глаз

Источник возникновения и воздействие на организм человека: при электрогазосварочных работах существует риск получения ожога глаз и кожи из-за яркого света и ультрафиолетового излучения.

Предлагаемые средства защиты: защитой от данного негативного фактора является применение СИЗ, а именно щитка с автоматически затемняющимся светофильтром, рукавицы, спецодежду [10].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: работник должен использовать только сертифицированное оборудование, защитные тёмные стёкла (светофильтры) по степени прозрачности должны соответствовать силе тока (яркости дуги), применяемого при электрогазосварочных работах. Подсобные рабочие для защиты глаз при сварке должны применять щитки или очки со светофильтрами типа В-1, В-2, В-3 [12].

### **9.1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производённой среды**

#### **9.1.2.1 Воспламенение газовой воздушной среды, взрыв, пожар**

Источник возникновения: причиной возникновения пожара на практике считают непосредственное возникновение огня, т.е. источника зажигания. Действительно, в производственных условиях горючее вещество в виде газов, нефтяных паров и окислителя - кислорода воздуха есть всегда, но технологические процессы протекают нормально, без пожара. Пожар возникает при появлении источника зажигания.

Воздействие фактора на организм человека: ожоги, травмы в результате взрыва, смерть.

Допустимые нормы: в (Приложении Б) приведены показатели взрывопожароопасности веществ, обрабатываемых на площадке разведочных скважин, транспортируемых в промышленном трубопроводе [14].

Предлагаемые средства защиты: средств индивидуальной и коллективной защиты (каска, перчатки очки, газоанализаторы СГГ) [10].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: во время проведения ремонтных и аварийно-восстановительных работ по трассе нефтесборного трубопровода должны быть приняты меры по предотвращению загрязнения территории горючесмазочными продуктами, очистке от горючих материалов в радиусе 5 м от мест установки баллонов с газами и горючей

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

жидкостью; наличие средств пожаротушения (цистерна с раствором пенообразователя, мотопомпа, асбестовое полотно и др.); применению при сварке металлических поддонов [17].

Все механизмы с ДВС обеспечить исправными искрогасителями. Схема расстановки средств первичного пожаротушения и мест отбора проб воздуха (проведение замеров) при контроле концентраций паров нефти в зоне производства указана в (Приложении Д).

#### **9.1.2.2 Действие сила тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, объектов на работающий персонал**

Источник возникновения: при производстве земляных работ, существует риск обрушения стенок грунта на рабочих.

Воздействие фактора на организм человека: травма головы, ушибы, переломы, смерть.

Допустимые нормы: работы, включающие производство ям, траншей, котлованов путём выемки грунта, должны проводиться при соблюдении углов откоса стенок грунта, указанных в (таблице 9.5) [8].

Таблица 9.5 – Крутизна откосов в зависимости от вида грунта при разработке траншей и котлованов

№ п/п	Виды грунтов	Крутизна откоса (отношение его высоты к заложению) при глубине выемки, м (не более)		
		1,5	3,0	5,0
1	Насыпные не слежавшиеся	1:0,67	1:1	1:1,25
2	Песчаные	1:0,5	1:1	1:1
3	Супесь	1:0,25	1:0,67	1:0,85
4	Суглинок	1:0	1:0,5	1:0,75
5	Глина	1:0	1:0,25	1:0,5
6	Лессовые	1:0	1:0,5	1:0,5

Предлагаемые средства защиты: средствами коллективной защиты будут являться страховочные системы (пояса, стропы). Предлагаемые средства индивидуально защиты являются каска, перчатки, очки, обувь [8,10].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: земляные работы необходимо выполнять в соответствии с требованиями СП 34-116-97,

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

СНиП III-42-80\*, ВСН 005-88, РД 39-132-94, размеры и профили траншеи – с требованиями СНиП 3.02.01-87, СНиП 12-04-2002 [17].

Ответственный за проведение работ, должен проверить, выполнены ли крепления, откосы вертикальных стенок и достаточно ли обеспечен контроль их устойчивостью (таблица 9.5). Обеспечен визуальный контроль над неподвижностью грунта, изолированы все подземные коммуникации (трубопроводы, электрокабели и.т.п.). Котлованы и траншеи должны быть ограждены и обозначены сигнальными лентами, в ночное время должно быть обеспечено сигнальное освещение [8].

Расстановку техники, оборудования осуществлять согласно (Приложению Д).

#### **9.1.2.3 Применение открытого огня. Ожоги**

Источник возникновения: электрогазосварочные работы являются источником открытого огня.

Воздействие фактора на организм человека: аварии, сопровождаемые пожарами, очень часто приводят к травмам и гибели персонала, оказавшегося в эпицентре или опасной близости от очага возгорания.

Предлагаемые средства защиты: первичные средства пожаротушения (огнетушители, лопата, кошма) и предварительное ограждение места проведения работ, являются средствами коллективной защиты. Работы с применением электрогазосварки и открытого огня должны проводиться при наличии средств индивидуальной защиты (огнеупорные перчатки, спецодежда, обувь) [10].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: место проведения работ подготовлено к их безопасному проведению, в том числе обеспечено необходимыми первичными средствами пожаротушения. Контроль загазованности на месте проведения работ предусматривается периодически переносными газоанализаторами типа СГГ-20Н согласно утвержденному графику.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

Безопасность сварочных работ должна обеспечиваться строгим соблюдением «Правил безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ» [17]. Сварочное оборудование следует размещать вне загазованных участков газоопасных мест. Необходимо исключить возможность попадания нефти на сварочные аппараты, генераторы, шланги,

Все работы, связанные с применением открытого огня, в пределах взрывоопасных зон запрещаются.

Обеспечена возможность перемещения людей и пожарной техники при возникновении пожара. Схема расстановки средств первичного пожаротушения и мест отбора проб воздуха (проведение замеров) при контроле концентраций паров нефти в зоне производства указана в (Приложении Д).

#### **9.1.2.4 Высокое напряжение. Электротравма, смерть**

Источник возникновения: электрогазосварочные работы проводятся с применением сварочного аппарата установленного на базе Урала. Данное оборудование работает под напряжением, что несет в себе опасность поражение рабочего персонала электрическим током.

Воздействие фактора на организм человека: поражение электрическим током относится к травмам с высоким процентом смертельных исходов (более 30 %). Смерть может наступить как в момент самой травмы, так и спустя несколько часов и даже дней после неё.

Допустимые нормы: напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки, не должны превышать значений, указанных в таблице 9.6 [4].

Таблица 9.6

Род тока	U, В	I, мА
	Не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Предлагаемые средства защиты: (диэлектрические перчатки); специальная диэлектрическая обувь (диэлектрические болты, галоши); изолирующие покрытия и устройства (диэлектрические коврики, диэлектрические подставки) [10].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: защитой от данного негативного фактора является соблюдение требований охраны труда и применение средств индивидуальной защиты. Источники электроэнергии должны быть изолированы, ограждены и обеспечены заземлением. Электрооборудование должно быть исправно [16].

#### **9.1.2.5 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

Источник возникновения: при проведении работ, по замене секции участка нефтесобирающего коллектора, на территории проведения работ сконцентрировано высокое количество спецтехники и механизмов. Источником возникновения данного фактора, являются движущиеся механизмы спецтехники и транспортировка техники до места проведения работ.

Воздействие фактора на организм человека: негативным последствием данного фактора, являются травмы высокой степени, вплоть до летального исхода.

Предлагаемые средства защиты: средствами коллективной защиты являются ограждение территории проведения работ. Средствами индивидуальной защиты являются каска, перчатки, очки и специальная обувь [10].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: работы с применением спецтехники и спецоборудования должны проводиться в присутствии ответственного за безопасное проведение работ. Работники должны соблюдать охрану труда и технику безопасности при работе со спецоборудованием и рядом со спецтехникой. Оборудование должно быть исправно и пригодно для безопасного производства работ [14].

					Социальная ответственность	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Спецтехника должна управляться лицами, обученными и имеющими соответствующее квалификационное удостоверение.

Расстановку техники, оборудования осуществлять согласно (Приложению Е).

#### **9.1.2.6 Падение груза. Травмирование падающим грузом, смерть**

Источник возникновения: при перемещении дефектных секций и вставок меньшего диаметра подъёмными сооружениями, есть риск обрыва строп или выскальзывание груза с последующим его обрушением на рабочих или спецтехнику.

Воздействие фактора на организм человека: негативным последствием данного фактора, являются травмы высокой степени, вплоть до летального исхода.

Допустимые нормы: границы опасных зон в местах, над которыми происходит перемещение грузов, указаны в таблице 9.7 [13].

Таблица 9.7

Высота	Минимальное расстояние отлета, м	
возможного падения груза (предмета), м	От проекции перемещаемого краном груза в случае его падения	Предметов в случае их падения со здания, сооружения
до 10	4	3,5
до 20	7	5
до 70	10	7
до 120	15	10
до 200	20	15
до 300	25	20
до 450	30	25

Предлагаемые средства защиты: средствами коллективной защиты являются обозначение рабочей зоны сигнальной лентой и знаками безопасности. Средствами индивидуальной защиты являются спецодежда, специальная обувь, перчатки, очки, каска, сигнальный жилет [10].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: Для предотвращения несчастных случаев необходимо соблюдать технику

безопасности и охрану труда при работе с подъёмными механизмами, а также своевременная проверка исправности грузозахватных приспособлений,

При обнаружении у грузозахватных приспособлений или тары поверхностного износа проволок, оборванных прядей или других повреждений, произвести их отбраковку и доложить крановщику (машинисту) [9].

#### **9.1.2.7 Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением**

Источник возникновения: основная опасность при эксплуатации трубопровода и другого оборудования заключается в возможности их разрушения под действием давления рабочей среды (физический взрыв).

Воздействие фактора на организм человека: травмы высокой степени, вызванные ударной волной и осколками разрушенного трубопровода.

Предлагаемые средства защиты: спецодежда, специальная обувь, перчатки, очки, каска [10].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: эксплуатацию и испытание промысловых трубопроводов нужно проводить согласно технологическому регламенту N-месторождения.

Трубопроводы должны быть обслужены и подвержены ежегодному контрольному осмотру, ревизии и экспертизе промышленной безопасности [14].

### **9.2 Экологическая безопасность**

Нефтесборные коллекторы являются опасными производственными объектами – по ним транспортируются горючие вещества: нефть и попутный нефтяной газ.

Для окружающей природной среды нефть (с подтоварной водой), попутный нефтяной газ представляют потенциальную угрозу.

В таблице 9.8. представлены основные факторы, негативно воздействующие на окружающую среду.

Таблица 9.8 – Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при аварии на нефтепроводе

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Почва	Засорение почвы нефтью ПДК: <ul style="list-style-type: none"> <li>– &lt;1000 мг/кг - допустимый уровень загрязнения;</li> <li>– 1000-2000 мг/кг - низкий уровень загрязнения;</li> <li>– 2000-3000 мг/кг - средний уровень загрязнения;</li> <li>– 3000-5000 мг/кг - высокий уровень загрязнения [14].</li> </ul>	Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за сбор и утилизацию загрязненного нефтью грунта. Принимаются меры по минимизации ущерба окружающей среде.
Вода и водные ресурсы	Загрязнение нефтью ПДК (не более 0,05 мг/дм <sup>3</sup> ) [7]	<ul style="list-style-type: none"> <li>– создание обваловки;</li> <li>– установка боновых заграждений;</li> <li>– применение сорбентов.</li> </ul>
Воздушный бассейн	Испарение нефти ПДК (не более 10 мг/м <sup>3</sup> ) [7]	Сбор нефти с поверхности почвы и водоемов

Охрана окружающей среды достигается комплексом мероприятий, направленных на предотвращение утечек нефти, нефтяного газа, сокращение потерь от испарений.

Безопасная эксплуатация промысловых трубопроводов в значительной мере обеспечивается периодическим осмотром трасс, постоянным контролем давления, контролем технического состояния трубопроводов.

Для защиты водоемов от аварийных разливов нефти предусмотрен постоянный контроль за состоянием линий трубопроводов и водотоков, полный комплекс мероприятий по предотвращению порывов трубопроводов, пересекающих водотоки, оснащение аварийных бригад всеми необходимыми средствами для сбора разлившейся нефти. Для ликвидации разливов нефти при авариях в водные объекты используются боны заградительные и боны, сорбирующие различных модификаций [15].

### 9.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

По сфере возникновения чрезвычайная ситуация (ЧС) подразделяются на [5]:

- техногенные;
- природные;
- экологические (загрязнения окружающей среды).

Наиболее характерными чрезвычайными ситуациями (ЧС) являются экологическое загрязнение окружающей среды и техногенное возгорание. В таблице 9.9 указаны виды возможных аварий, а также состав и действие оперативной бригады.

Таблица 9.9 – Виды возможных аварий, а также состав и действие оперативной бригады

Вид аварии (нарушения)	Условия опасные для людей и окужающ ей среды	Действия персонала (Приложение Г)
Разрыв и трещины по основному металлу труб, по продольным и кольцевым сварным швам (Приложение Б)	Розлив нефти, пары нефти, загазованность	Оперативная бригада находится в распоряжении ответственного руководителя, выполняет все его задания
		Отсечение поврежденного участка, согласно мероприятиям
		Помощь в установке заглушек для отсечения участка, затем поступает в распоряжение газосварщика.
		Проводит сварочные работы
Возгорание	Высокая температура, продукты горения	Находится в распоряжении ответственного руководителя, выполняет все его задания
		Отсечение поврежденного участка, согласно мероприятиям
		Приступают к ликвидации очага возгорания до прибытия караула пожарной части (ПЧ)
		Ликвидирует очаг возгорания

Во исполнение требований Федерального закона от 21.12.1994 №68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», Федерального закона от 21.07.1997г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»,

постановления Правительства Российской Федерации от 30.12.2003г.№ 794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» и постановления Правительства Российской Федерации от 10.11.1996г. №1340 «О порядке создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» компании-Н созданы финансовые резервы, резервы материальных ресурсов для экстренного привлечения необходимых средств на ликвидацию чрезвычайных ситуаций на объектах общества.

Денежные средства могут быть выделены на финансирование следующих мероприятий по ликвидации ЧС:

- проведение поисковых, аварийно-спасательных и других неотложных работ, пострадавших в результате ЧС;
- доставка материальных ресурсов из резерва материально-технических средств к месту ЧС;
- развертывание, содержание временных пунктов проживания и питания для пострадавших при ЧС;
- проведение экстренных мероприятий по локализации и ликвидации чрезвычайной ситуации;
- привлечение сил и средств территориальной подсистемы Единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (РСЧС), а также других организаций для проведения экстренных мероприятий по локализации и ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Безопасная эксплуатация нефтесобирающего коллектора обеспечивается при соблюдении следующих условий:

- тщательный контроль над состоянием уплотнений фланцевых соединений;
- периодический контроль загазованности территории проведения работ переносными газоанализаторами типа СГГ;

					Социальная ответственность	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- строгое соблюдение технологического регламента по эксплуатации технологических сооружений, правил и инструкций по эксплуатации оборудования
- внедрения высокоэффективных методов защиты от коррозии.

#### **9.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

К работе допускаются рабочие не моложе 18 лет, с профессиональным образованием, прошедшие медицинское освидетельствование и годные по состоянию здоровья, обученные пожарно-техническому минимуму и охране труда. Виды работ, которые могут выполняться работниками, устанавливаются перечнем работ. Режим работы рабочих определяется приказом по Обществу и составляет:

С 8:30 до 18:00 часов с перерывом на обед продолжительностью 1 час 30 мин для работающих по пяти дневной рабочей неделе.

С 8:00 до 20:00 часов в дневную смену и с 20:00 до 08:00 часов в ночную смену с перерывом на обед продолжительностью 1 час 30 мин для работающих вахтовым методом.

Для переезда к месту работы и обратно, а также для перемещения по территории месторождения, работник должен использовать только автотранспорт предназначенный для перевозки пассажиров, который представляет предприятие.

Работники, за счёт Общества, обеспечиваются спецодеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты, в том числе для работы в аварийных ситуациях, а также смывающимися и обеззараживающими средствами в соответствии с типовыми нормами, установленными Правительством РФ.

Обслуживанием промысловых трубопроводов нефтяного N-месторождения занимается персонал цеха текущего обслуживания, ремонта трубопроводов и ликвидации последствий аварий ЦТОРТиЛПА управления эксплуатации трубопроводов (УЭТ) компании-Н.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

Персонал, обслуживающий промысловые трубопроводы, базируется в вахтовом поселке, расположенном в пос.-П.

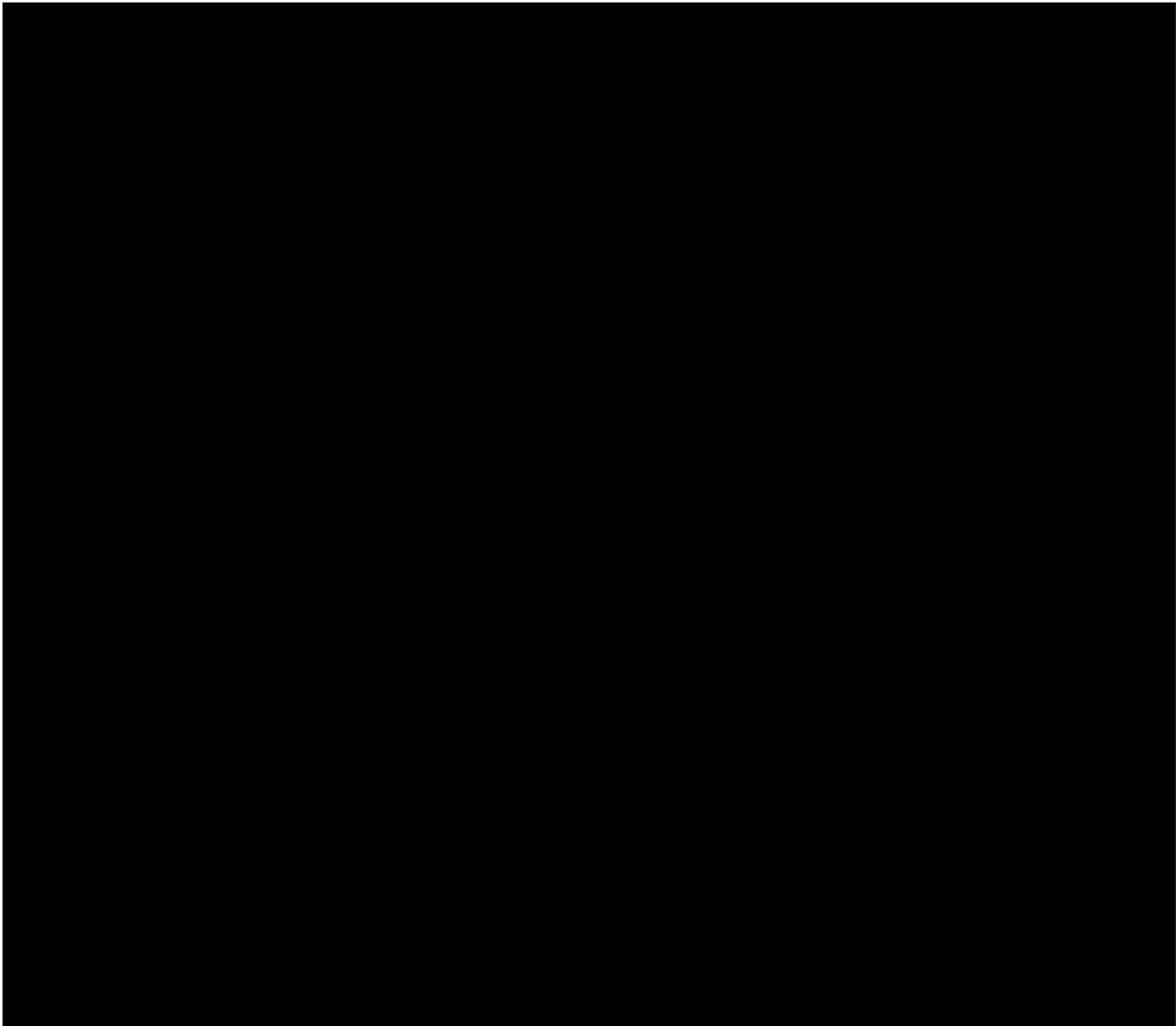
Ликвидацией аварии занимается персонал нештатного аварийно-спасательного формирования (НАСФ), созданного на базе бригад отряда по ликвидации аварийных разливов нефти, по объектам Васюганской группы месторождений – бригада ликвидации аварийных последствий (ЛАП) цеха технического обслуживания и ликвидации последствий аварии (ЦТОРТиЛПА) (базируется на территории пос.-П).

На месторождении применяется вахтовый метод обслуживания объектов. Продолжительность одной смены (дневной) составляет 12 часов. Продолжительность вахты составляет 15 календарных дней. В ночную смену работает дежурный персонал участка предварительного сброса воды (УПСВ), а также дежурный персонал бригады ЛАП.

Обход и обслуживание промысловых трубопроводов производится по установленным графикам. Доставка на трассу осуществляется служебным автотранспортом. Обход трасс в нормальном режиме эксплуатации производит бригада линейных трубопроводчиков в составе двух человек.

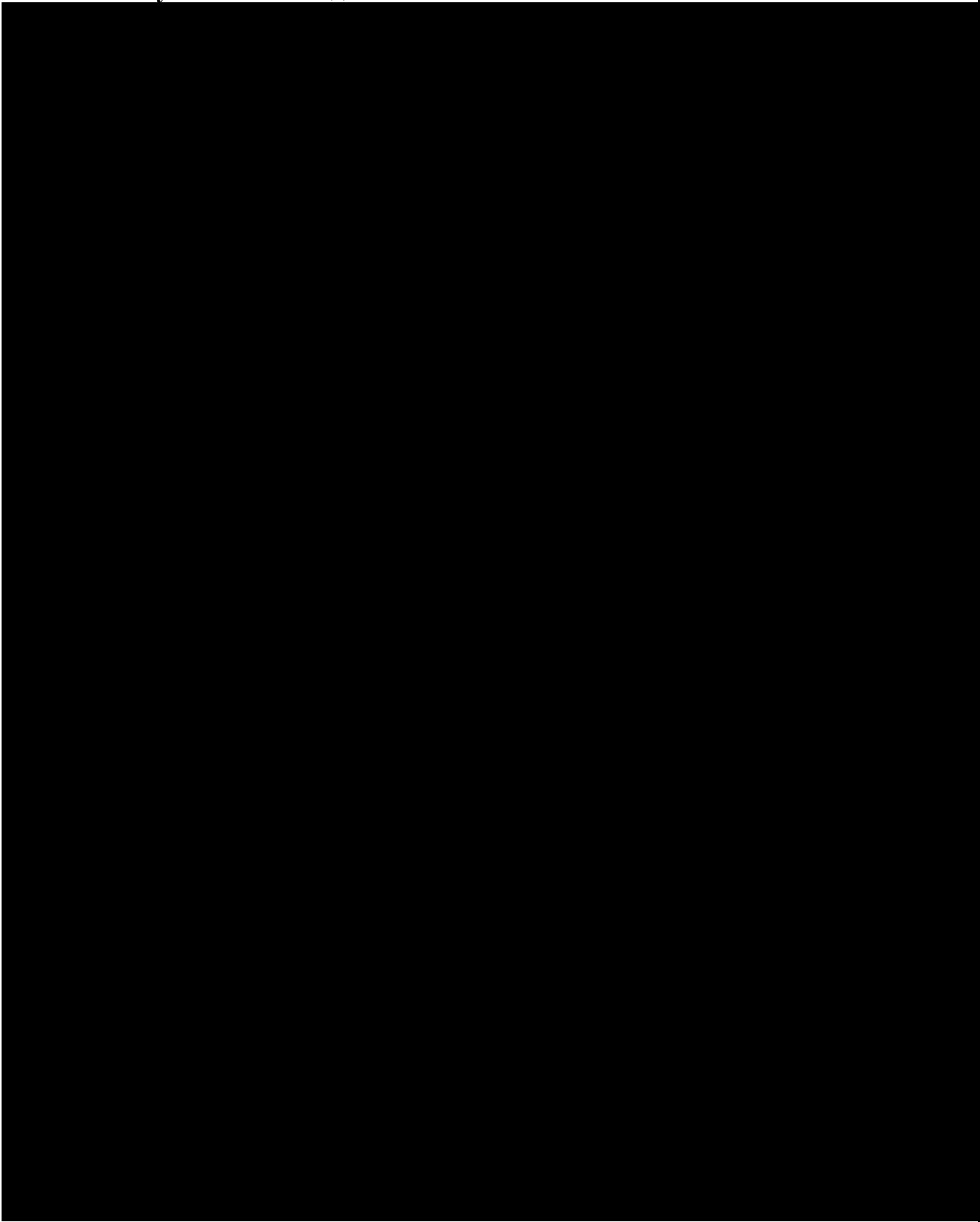
В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 № 225-ФЗ «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте», между АО «СОГАЗ» и компанией-N заключен договор «Об организации обязательного страхования гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте».

Закключение (выводы) по разделу

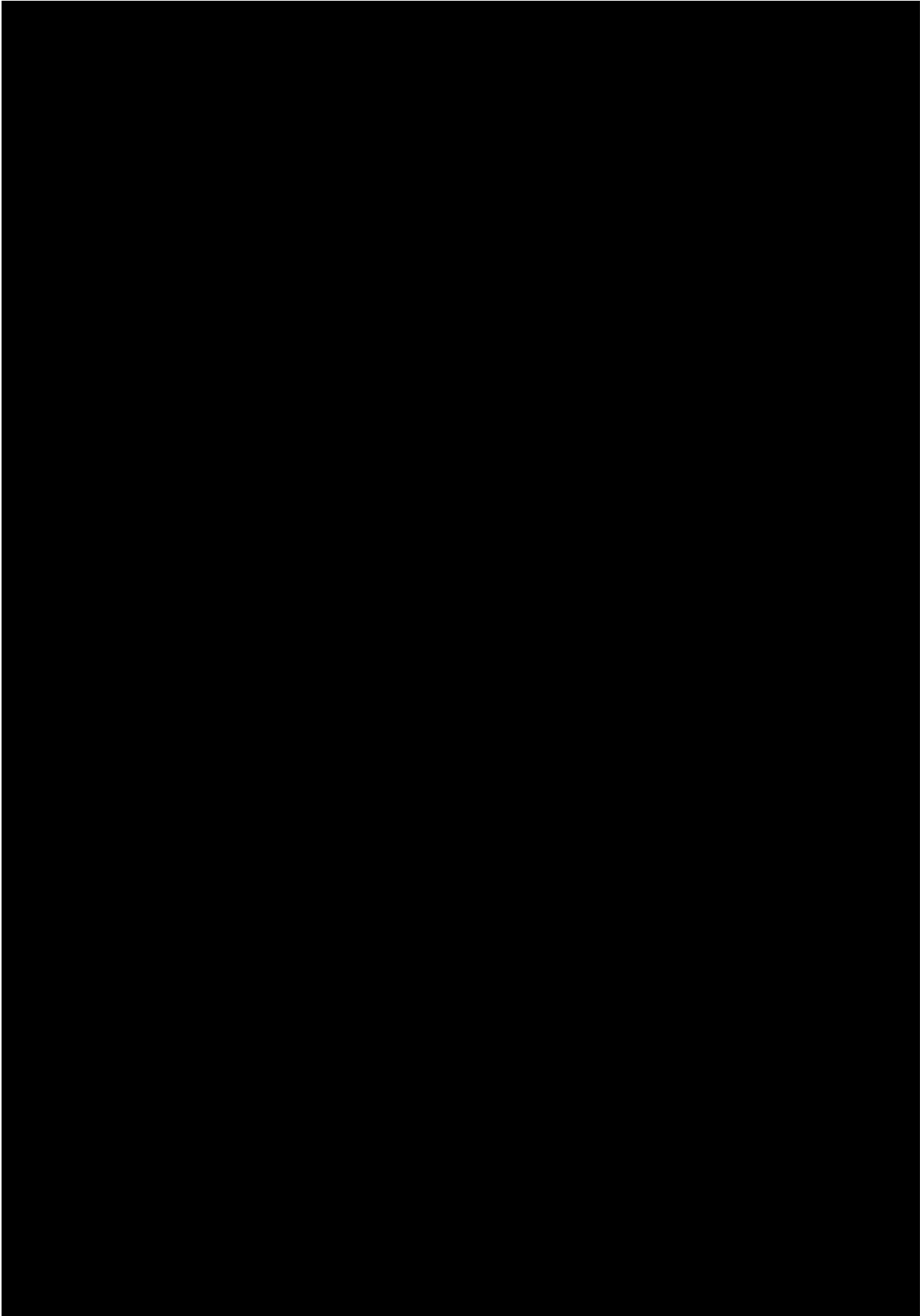




Результаты исследования



					ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ АВАРИЙНО ОПАСНЫХ УЧАСТКОВ НЕФТЕСБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Результаты исследования		
Разраб.		Рыбин А.С.					
Проверил		Крец В.Г.					
Конс.							
Н. Контр.							
Утверд.		Шадрина А.В.			НИТПУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71		
					Лит.	Лист	Листов
						109	144



					<i>Выводы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>110</i>

## Список источников и литературы

1. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Взамен ГОСТ 12.1.005-76; Введ. 1989-01-01. – М.: Издательство стандартов, 2002. – 49 с.
3. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
4. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1)
5. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.
6. ГОСТ Р 51337-99 Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей. Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей
7. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – Введ. 30.06.2002. – М.: Стандартиформ, 2006. – 17 с.
8. ИОТВ 13-17 Инструкция по охране труда при проведении земляных работ
9. ИОТВ 35-17 Инструкция по охране труда и промышленной безопасности при выполнении погрузочно-разгрузочных работ, перемещении тяжестей, транспортировании грузов и уборке металлолома
10. ИОТВ 40-17 версия 3.00 Инструкция по охране труда при использовании средств индивидуальной защиты
11. ИОТП 29 16 версия 2.0 Инструкция по охране труда для трубопроводчика линейного
12. М-16.04.01.03-94 инструкция по ОТ при выполнении работ с АДД
13. П1-01.05 М-0133 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов на объектах ПАО «НК «Роснефть»
14. П1-01.05 ТР-1135 ЮЛ-098 Технологический регламент. Система промысловых (межпромысловых) трубопроводов N-месторождения
15. ПМЛЛПА план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте N-м/р.

					ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ АВАРИЙНО ОПАСНЫХ УЧАСТКОВ НЕФТЕСБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Рыбин А.С.			Список источников и литературы	Лит.	Лист
Проверил		Крец В.Г.					111
Конс.							144
Н. Контр.						НИТПУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71	
Утверд.		Шадрина А.В.					

16. Приказ Минтруда и соцзащиты РФ № 328н от 24.07.2013г. «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».
17. ФНиП №485 от 20.11.2017 «Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ».
18. S. Santhana Prabha and others, Corrosion problems in petroleum industry and their solution, European Chemical Bulletin, 2014, 3(3), 300- 307
19. Абдуллин И.Г. и др. Механизм канавочного разрушения нижней образующей нефтесборных коллекторов / Нефтяное хозяйство – 1984. - № 3. – С. 51 – 53
20. Абдуллин И.Г. Повышение долговечности напряженных нефтегазовых трубопроводов в условиях воздействия грунтовых и транспортируемых активных сред. Дис. докт. техн. наук: 05.15.07. -Уфа. 1989
21. Абдуллин И.Г., Гареев А.Г., Мостовой А.В., Коррозионно-механическая стойкость нефтегазовых трубопроводных систем: диагностика и прогнозирование долговечности. – Уфа: Гилем, 1997. – 177 с.
22. Агапчев В.И., Виноградов Д.А. Металлопластовые трубы – перспектива транспорта нефтепродуктов // Нефтяное хозяйство. – 2005. - №2. – С. 106-107
23. Алексеев А.В. Разработка бестраншейной технологии восстановления изношенных трубопроводов установкой внутренней оболочки, диссертация на соискание ученой степени к.т.н., Уфа, 2013
24. Байков И.Р., Китаев С.В., Петров М.Г., Рязанов Н.Р. Повышение работоспособности аварийно опасных участков нефтесборных трубопроводов //Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет". – 2017, – №3. – С. 55-66
25. Байков И.Р., Кузнецова М.И., Китаев С.В. Повышение эффективности использования оборудования в нефтяной отрасли//Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2013. №2. С.18-20.
26. Бархатов А.Ф., Федин Д.В., Вазим А.А., Расчет эффективности внедрения внутритрубной очистки и ингибирования для промысловых трубопроводов, Известия Томского политехнического университета. 2010. Т. 317. № 6
27. Бахмат Г.В., Васильев Г.Г., Богатенков Ю.В. Проектирование и эксплуатация нефтегазопроводов и хранилищ. – М: Инфа-Инженерия, 2006
28. Бахмат Г.В., Васильев Г.Г., Богатенков Ю.В. Проектирование и эксплуатация нефтегазопроводов и хранилищ. – М: Инфа-Инженерия, 2006

29. Бекбаулиева А.А. Совершенствование методов и технических средств защиты промысловых трубопроводов от внутренней коррозии, диссертация на соискание ученой степени кандидата наук, Уфа 2010
30. В.И. Горнштейн, В.М. Айдуганов, О.В. Рабинзон, И.Г. Кашлаков, Л.И. Волкова, С.Л. Чახеев. Стальные трубы, футерованные полиэтиленом, для нефтегазодобывающей промышленности. 1-ый Трубный конгресс г. Екатеринбург, 2004 г.
31. В.М. Айдуганов. Футерованные полиэтиленом трубы производства ОАО «Первоуральский новотрубный завод» и опыт их применения в нефтедобывающей промышленности // Нефтегазовая вертикаль. – 2003. – №12.
32. ВСН 011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов очистка полости и испытание, - М.: Миннефтегазстрой, 1989
33. ВСН 012-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть II, - М.: Миннефтегазстрой, 1989.
34. Галлямов А.К. Обеспечение надежности функционирования системы нефтепроводов на основе технической диагностики. Уфа: УГНТУ, 1997. 597 с.
35. Гимадутдинов А.Р. Разработка метода повышения долговечности трубопровода в специальном исполнении, диссертация на соискание ученой степени к.т.н., Тюмень, 2005
36. Гуров Сергей Анатольевич Повышение ресурса безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов на основе применения ингибиторной защиты, Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, УГНТУ, Уфа, 2003
37. Китаев С.В., Смородова О.В., Талхин С.Р. Экспериментальная оценка энергоэффективности оборудования нефтегазовой отрасли// Трубопроводный транспорт-2007: Материалы Междунар. учеб.-науч.-практ. конф.: Уфа, 2007. С.164-165.
38. Киченко С.Б., Киченко А.Б. К вопросу об оценке комплексной эффективности ингибиторов коррозии // Практика противокоррозионной защиты. – 2005. – № 3. – С. 24–28.
39. Лаптев А.Б., Навалихин Г.П. Повышение безопасности эксплуатации промысловых нефтепроводов // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 1. – С. 48–52.
40. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. – М.: Недра, 2004. – 700 с.
41. Мукатдисов Н.И. и др., методы борьбы с коррозией и преимущества ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования, Вестник КНИТУ, 2014

42. Мустафин Ф.М. Защита трубопроводов от коррозии в 2 томах, - СПб.: Недра, 2005
43. Мустафин Ф.М., Быков Л.И., Гумеров А.Г. Промысловые трубопроводы и оборудование. – М: «Недра», 2004.
44. Отчет о техническом диагностировании от 18.09.2018 сооружение «нефтеборный коллектор к.10-вр.к.10»
45. Паспорт безопасности опасного производственного объекта: систем промышленных (межпромысловых) трубопроводов 2018
46. Пермяков Н.Г., Агапчев В.И. Применение пластмассовых труб на нефтепромыслах // Нефтяное хозяйство. – 1995. - №9. – С. 18-20
47. Повышение работоспособности нефтепромысловых трубопроводов методом санации полимерными материалами/ Байков И.Р., Кузнецова М.И., Китаев С.В., Колотилов Ю.В. // Все материалы. Энциклопедический справочник. 2016. №7. С.39-44.
48. Поподько Д.В., Оценка безопасной эксплуатации оболочек с «канавочным износом» методом конечных элементов, диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, УГНТУ, Уфа 2004
49. Примин О.Г., Храменков С.В., Орлов В.А. / Опыт бестраншейного восстановления городских трубопроводных и водоотводящих сетей //Издательство Прима-Пресс-М, Проекты развития инфраструктуры города, серия Инженерные системы и оптимизация водопользования, выпуск 2. 2002. с. 42-50
50. РД 01.120.00-КТН-228 «Магистральный нефтепроводный транспорт. Термины и определения» ОАО «Транснефть», 2006
51. РД 39-0147103-362-86 Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений, - М.: ВНИИСПТнефть, 1987
52. РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов, - М.: ТПТЭР, 1994
53. Сафонов Е.Н., Низамов К.Р., Гребенькова Г.Л. Эффективность применения противокоррозионных покрытий на объектах ОАО «АНК «Башнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 4. – С. 71–74.
54. СП 34-116-97 Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов, - М.: АО ВНИИСТ, 1998
55. Султанмагомедов С.М. Обеспечение долговечности и безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов, подверженных канавочному износу. -Уфа.: УГНТУ, 2002. 224 с

56. Тимонин В.А. Техничко-экономические аспекты проблемы коррозии // Анतिकор–Гальваносервис: Труды Междунар. научно-практ. конф. – М., 2007.– С. 54–57.
57. ФНиП № 515 от 30.11.2017 «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов»
58. Чухарева Н.В., Абрамова Р.Н., Л. М. Болсуновская, Коррозионные повреждения при транспорте скважинной продукции, - методические указания, Издательство НИ ТПУ, Томск, 2009
59. Эксергетическая оценка эффективности работы технологического оборудования нефтегазовой отрасли/ Байков И.Р., Китаев С.В., Шаммазов И.А., Талхин С.Р., Медведев А.В. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2008. №2. С.65-68.
60. Ягубов Э.З. Композиционно-волокнуистая труба нефтегазового назначения // Технологии нефти и газа. – 2009. – № 4. – С. 55–57.
61. C. Peng, Z. Liu, X. Wei, Failure analysis of a steel tube joint perforated by corrosion in a well-drilling pipe, Eng. Fail. Anal. 25 (2012) 13–28.
62. S.S. Abedi, A. Abdolmaleki, N. Adibi, Failure analysis of SCC and SRB induced cracking of a transmission oil products pipeline, Eng. Fail. Anal. 14 (1) (2007) 250–261.
63. J.L. Alamilla, E. Sosa, C.A. Sanchez-Magana, R. Andrade-Valencia, A. Contreras, Failure analysis and mechanical performance of an oil pipeline, Mater. Des. 50 (2013) 766–773.
64. C.I. Ossai, B. Boswell, I.J. Davies, Pipeline failures in corrosive environments—a conceptual analysis of trends and effects, Eng. Fail. Anal. 53 (2015) 36–58.
65. S.A. Shipilov, I. Le May, Structural integrity of aging buried pipelines having cathodic protection, Eng. Fail. Anal. 13 (7) (2006) 1159–1176.
66. L.T. Popoola, A.S. Grema, G.K. Latinwo, B.G. Adebori, S. Balogun, Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation, Int. J. Ind. Chem. 4 (1) (2013) 1–15.
67. L. Zeng, G.A. Zhang, X.P. Guo, C.W. Chai, Inhibition effect of thioureidoimidazoline inhibitor for the flow accelerated corrosion of an elbow, Corros. Sci. 90 (2015) 202–215.
68. B. Yong, B. Qiang, Subsea Engineering Handbook, GPP, Elsevier Science, 2010.
69. E.E. Oguzie, Corrosion inhibition of aluminium in acidic and alkaline media by Sansevieria trifasciata extract, Corros. Sci. 49 (3) (2007) 1527–1539.
70. S. Nesic, Key issues related to modelling of internal corrosion of oil and gas pipelines—a review, Corros. Sci. 49 (12) (2007) 4308–4338.
71. M.N. Ilman, Analysis of internal corrosion in subsea oil pipeline, Case Studies in Engineering Failure Analysis, 2(1) 2014, pp. 1–8.

72. Y. Liu, Y. Zhang, J. Yuan, Influence of produced water with high salinity and corrosion inhibitors on the corrosion of water injection pipe in Tuha oil field, Eng. Fail. Anal. 45 (2014) 225–233.
73. A.L. Ling, C.E. Robertson, J.K. Harris, D.N. Frank, C.V. Kotter, M.J. Stevens, et al., Carbon dioxide and hydrogen sulfide associations with regional bacterial diversity patterns in microbially induced concrete corrosion, Environ. Sci. Technol. 48 (13) (2014) 7357–7364.
74. M. Barbalat, L. Lanarde, D. Caron, M. Meyer, J. Vittonato, S. Fontaine, et al., Electrochemical study of the corrosion rate of carbon steel in soil: evolution with time and determination of residual corrosion rates under cathodic protection, Corros. Sci. 55 (2012) 246–253.
75. N.N. Aung, Y.J. Tan, A new method of studying buried steel corrosion and its inhibition using the wire beam electrode, Corros. Sci. 46 (12) (2004) 3057–3067.
76. C.A.M. Ferreira, J.A. Ponciano, D.S. Vaitsman, D.V. Perez, Evaluation of the corrosivity of the soil through its chemical composition, Sci. Total Environ. 388 (1) (2007) 250–255.
77. I.S. Cole, D. Marney, The science of pipe corrosion: a review of the literature on the corrosion of ferrous metals in soils, Corros. Sci. 56 (2012) 5–16.
78. Y. Wang, G. Cheng, W. Wu, Q. Qiao, Y. Li, X. Li, Effect of pH and chloride on the micro-mechanism of pitting corrosion for high strength pipeline steel in aerated NaCl solutions, Appl. Surf. Sci. 349 (2015) 746–756.
79. M. Mandel, L. Krüger, Determination of pitting sensitivity of the aluminium alloy EN AW-6060-T6 in a carbon-fibre reinforced plastic/aluminium rivet joint by finite element simulation of the galvanic corrosion process, Corros. Sci. 73 (2013) 172–180.
80. C.S. Sirimanna, A.C. Manalo, W. Karunasena, S. Banerjee, L. McGarva, Fiber-reinforced polymer (FRP) repair systems for corroded steel pipelines, Rehabilitation of Pipelines Using Fiber-reinforced Polymer (FRP) Composites, Elsevier, New York, (2015) pp. 267–285.
81. Chiara Belvederesi, Megan S. Thompson, Petr E. Komers Statistical analysis of environmental consequences of hazardous liquid pipeline accidents, MSES Inc, Canada
82. D.T. Kountouras, C.A. Vogiatzis, A. Tsouknidas, S. Skolianos, Preventing or accelerating galvanic corrosion through the application of a proper external magnetic field, Corros. Eng. Sci. Technol. 49 (7) (2014) 603–607.
83. A.S. Hamdy Makhoul, I. Tiginyanu (Ed.), Nanocoatings and Ultra Thin-Films: Technologies and applications, Cambridge, UK, Woodhead Publishing Limited, 2011, ISBN: 978-1-84569-812-6, p. 428.



84. N.Y. Abu-Thabit, A.S. Hamdy Makhoulf, Recent approaches for designing nanomaterials-based coatings for corrosion protection, in: M. Aliofkhazraei, A.S. Hamdy Makhoulf (Eds.): Handbook of Nanoelectrochemistry: Electrochemical Synthesis Methods, Properties, and Characterization Techniques, Springer, 2016, (Chapter 10), pp. 309–332.

					Список источников и литературы	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Список публикаций студента

Участие в XXIII международном научном симпозиуме имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых «Современные техника и технологии транспортировки и хранения нефти и газа» с докладом «Повышение работоспособности аварийно опасных участков нефтесборных трубопроводов».

Участие в XXIII международном научном симпозиуме имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых «Геоэкология, охрана и защита окружающей среды. Геоинформационные системы в геоэкологии» с докладом «Удешевление биологического этапа рекультивации нефтезагрязнённых и нарушенных земель с помощью «биоматов»».

Участие в XXIII региональной научно-технической конференции АО «Томскнефть» ВНК «Сбор, транспортировка и подготовка нефти и газа» с докладом «Оснащение рабочих органов специальной техники датчиками расстояния до трубопроводов».

Участие в XII кустовой научно-технической конференции ПАО «НК «Роснефть» «Сбор, транспортировка и подготовка нефти и газа» с докладом «Оснащение рабочих органов специальной техники датчиками расстояния до трубопроводов».

					ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ АВАРИЙНО ОПАСНЫХ УЧАСТКОВ НЕФТЕСБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Рыбин А.С.				Список публикаций студента	Лит.	Лист
Проверил	Крец В.Г.						Листов
Конс.							118
Н. Контр.							144
Утверд.	Шадрина А.В.					НИТПУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71	

**Приложение А**  
**(справочное)**

**IMPROVING THE RELIABILITY OF EMERGENCY DANGEROUS AREAS OF OIL  
PIPELINE**

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Рыбин Александр Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Крец Виктор Георгиевич	к.т.н., доцент		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Забродина Ирина Константиновна	к.п.н., доцент		

Abstract. In the oil fields, pipeline networks are used to transport liquid from well clusters to collection points. Oil-gathering pipelines are operated in complicated conditions characterized by high acidity and water-cut oil. A transported liquid containing a large number of reactive components causes intense corrosion of the pipelines leading to emergency rushes, and there is considerable economic damage and environmental damage to the environment.

Long distance pipelines are considered as the vein of the oil and gas industry on land and offshore. A well often produces water along with crude oil. The presence of water as well as dissolved gases such as  $\text{CO}_2$  and  $\text{H}_2\text{S}$  introduces a serious menace of internal corrosion. It is well known that the distribution of water and oil inside the pipeline has a great influence on the corrosion rate. As a matter of fact, internal corrosion occurs when a free layer of water comes in contact with the pipe. Hence, predicting the distribution of water inside the pipe and identifying the continuous phase that directly wet the wall is of foremost importance when dealing with internal corrosion of oil pipelines. The accurate prediction of the distribution of water significantly increases the accuracy of corrosion prediction as well as the confidence regarding the integrity of the pipelines. In spite of all the great efforts toward studying different influential factors associated with the internal corrosion of steel pipelines, a large gap of knowledge is observed in predicting the water wetting. Furthermore, the effect of different parameters such as pipe diameter, oil density, oil viscosity and interfacial tension on the transition from water wetting to oil wetting is studied.

Corrosion protection methods. Corrosion induced leakage of oil pipeline in the oil field can affect the normal production, cause enormous economic loss, and even result in huge security risk [61–63]. Using new composite materials, improving corrosion media, adding coating on metal surface, electrochemical protection, and adding corrosion inhibitor are commonly used for corrosion protection [64–66]. Corrosion inhibitors with high efficiency, low-cost, and no changes in media are widely applied in the oil transmission pipeline [67, 68]. On the other hand, corrosion

inhibitors have strong selectivity, a series of experiments is essential for evaluating their efficacy [69, 70]. In order to prevent the corrosion of oil pipeline, the first priority is to find the factors induced corrosion. The pipe corrosion is generally divided into outer wall corrosion and inner wall corrosion, which occur in different media. The sulfate reducing bacteria, dissolved oxygen, carbon dioxide, hydrogen sulfide, salinity, pH value and chloride ion in the produced water all can cause the corrosion failure of pipe [64, 71–73], while the factors induced corrosion may be varied when the pipe exists in different environment. In the previous work, the effect of different factors on the corrosion of the outer wall of pipe had been fully discussed [74–76]. However, corrosion environment of the inner wall was more complex in real situation, and only certain factors had been discussed separately [77, 78]. Therefore, it is necessary to carry on a systematic study of effective factors on the corrosion of the inner wall of pipe in the oil field. In this work, the effective factors of produced water on the corrosion of pipe steel of Tuha oil field were analyzed, and the corrosion reasons of every factor were also discussed. The obtained results could facilitate the formulation of measures for corrosion control of pipeline in the oil field.

Types of corrosion. The oil and gas industry is the leading source of energy that is facing corrosion since its beginning. According to the National Association for Corrosion Engineering (NACE), the energy industry is taking the most part of the total expenditure of corrosion-related problems in the United States – an annual cost of \$1.372 billion. From the total amount, the industry is spending \$589 million in surface pipelines and plant cost, \$463 million annually in down hole tubing, and \$320 million in everything else related to corrosion. This is an economic problem that is affecting the stability of the industry and putting at risk the life of fellow employees. From the total amount, the oil and gas industry is taking more than half that is related to the petrochemical processes and refining. Refineries and power plants are the most predominant settings for corrosion in the industry besides platforms in the offshore side of the industry.

In a foreign article [79] presents the types of corrosion that are most often found in the oil and gas industry, as well as their causes.

### Pitting corrosion

Pitting corrosion is a localized attack where the corrosion dissolves the metal, forming pits or holes. This type of corrosion is dangerous because it is difficult to detect due to the corrosion products that may cover the pits, difficult to design against the formation of pits, as well as to predict when this type of corrosion may occur. The electrochemical oxidation–reduction process of pitting corrosion on surfaces of metals in an aqueous media is shown in Fig. 1.

The mechanism of pits formation in an iron part in presence of water and air can be explained by the oxidation of iron due to the water and becomes  $\text{Fe}_{2+}$ , which is released. This is where pitting starts to form. Due to the release of the iron, two electrons are released as well and go through the iron to the cathodic area where they combine with the depolarized oxygen ( $\text{O}_2$ ) and form hydroxyl ions ( $\text{OH}^-$ ). The  $\text{Fe}_{2+}$  reacts with the hydroxyl ions to form hydrous iron oxide ( $\text{Fe}(\text{OH})_2$ ) otherwise known as rust [64].

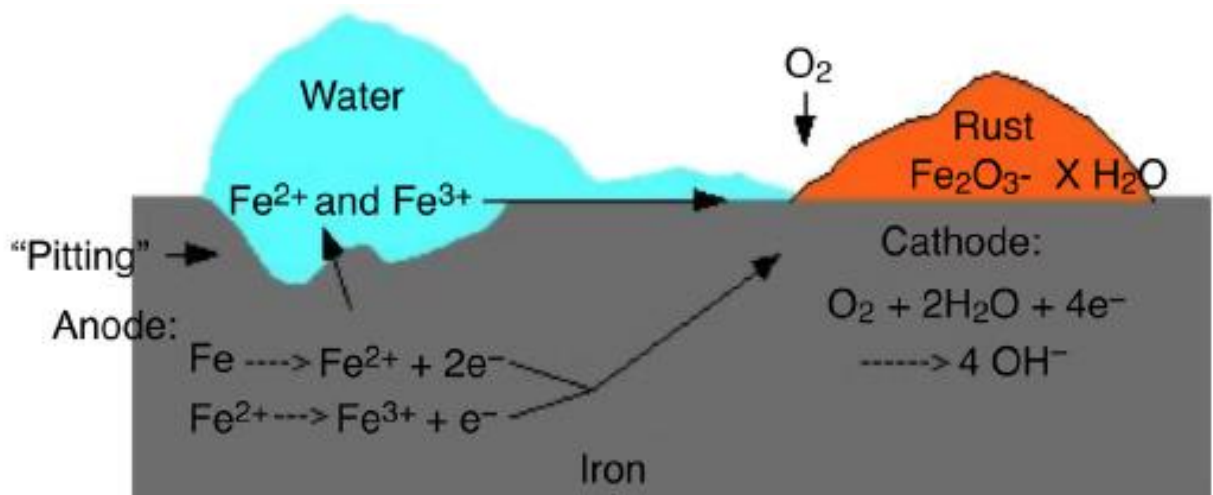


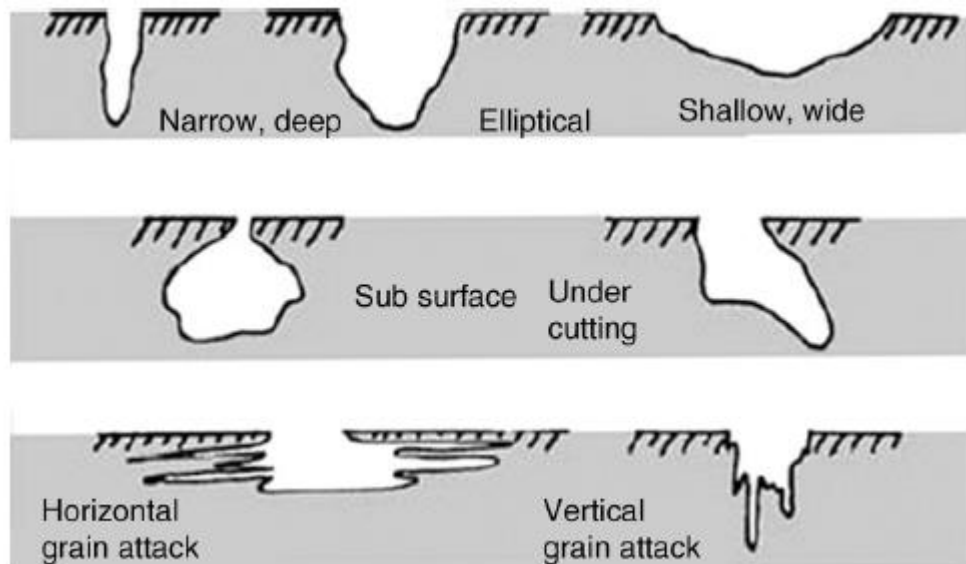
Figure 1. Pitting corrosion mechanism in iron

There are some factors that initiate pitting corrosion. For example, if the part receives any mechanical damage, such as a scratch or dent, to the protective oxide

film pitting may occur. Water can be one aspect that breaks down the passive films, which are acidic. Dissolved oxygen concentration also tends to reduce the stability of the protective film. In high-chloride concentration media, such as in seawater, the passive film is reduced, causing corrosion. If the part has a protective coating, localized damage or improper application of the coating can cause pitting corrosion to occur. Lastly, if the part is manufactured with no uniformities or nonmetallic inclusion, this could initiate pitting corrosion.

There are several types of pits, such as uniform, wide, shallow, narrow, or deep, but they all perforate the wall thickness in the metal. Fig. 2 illustrates the types of pitting corrosion shown by NACE.

Localized attacks cause the specific component to fail and cause shutdowns in the oil and gas industry as well as oil spills. Some of the failures are caused by pits, because these induce fatigue and stress corrosion cracking (SCC). Fatigue is the weakening of a material when repetitive loads are applied. SCC presents as a crack that grows in length because of the combination of stress and a corrosive environment. These usually form due to the high stresses in the pits.

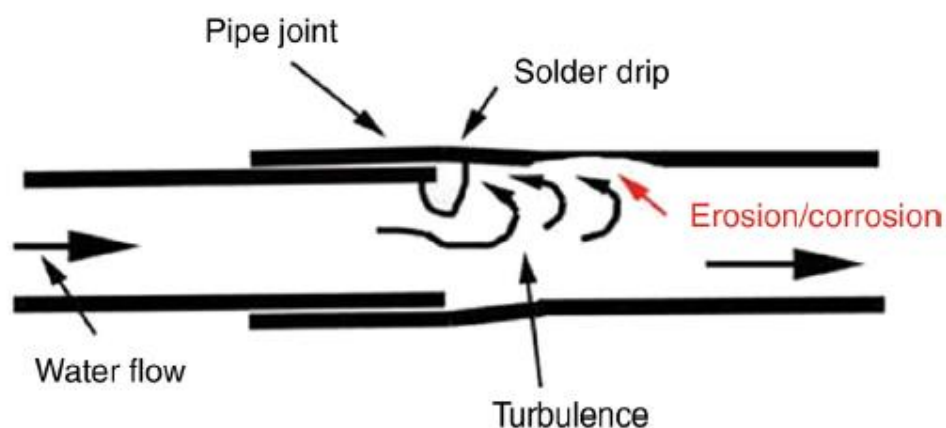


*Figure 2. Types of pitting corrosion*

## Erosion corrosion

Erosion corrosion is a synergetic effect that accelerates the corrosion attack in the surface of the metal due to the motion of the corrosive fluid. There is an interaction between the solid particles, corrosive fluid, and the material for this corrosion to occur. To better understand this concept, Fig. 3 explains how erosion corrosion happens. Fig. 3 shows a solder drip left inside the pipeline after the soldering was completed. The fluid flow in a pipe is moving in an  $x$  direction; meanwhile the flow is in contact with the drip. When this happens, the soldering drip causes turbulence inside the pipe and because the fluid has some abrasive particles, they start to wear out the surface of the pipe, leaving the material exposed to corrosion drivers. The corrosive fluid within the pipe starts to corrode the material and degrade it.

A material with incredible hardness is not always the solution. It is not guaranteed that the material won't fail due to erosion corrosion. It is desirable to reduce the velocity of the fluid to become more laminar. Pipe diameter increases are also preferred in order to expand the lifetime of the part when it is under corrosion attack. Another recommendation is to manufacture a part free of rough surfaces, to eliminate the impingement angle of solid particles that accelerate the erosion of the surface.

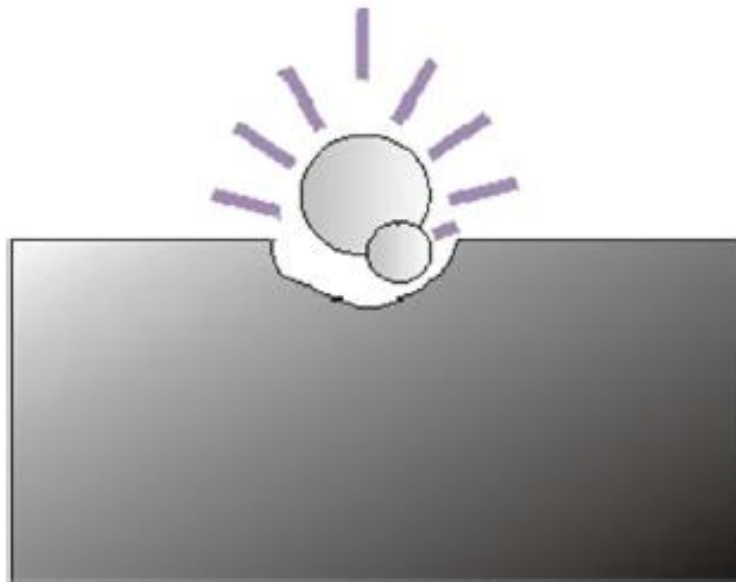


*Figure 3 – Mechanism of erosion corrosion inside a pipe*



## Cavitation corrosion

Cavitation corrosion is formed when the operational pressure is dropped below the vapor pressure of the fluid, causing the formation of gas bubbles that collapse at an increased velocity on the surface of the material, inducing initial cavitation. When this phenomenon happens, the pressure decreases as the velocity increases, called «vena contracta». The fluid in the system is a corrosive driver, so where the cavity is formed, the part starts to corrode due to its environment. This cavity could then turn into pits, initiating cracking (Fig. 4).

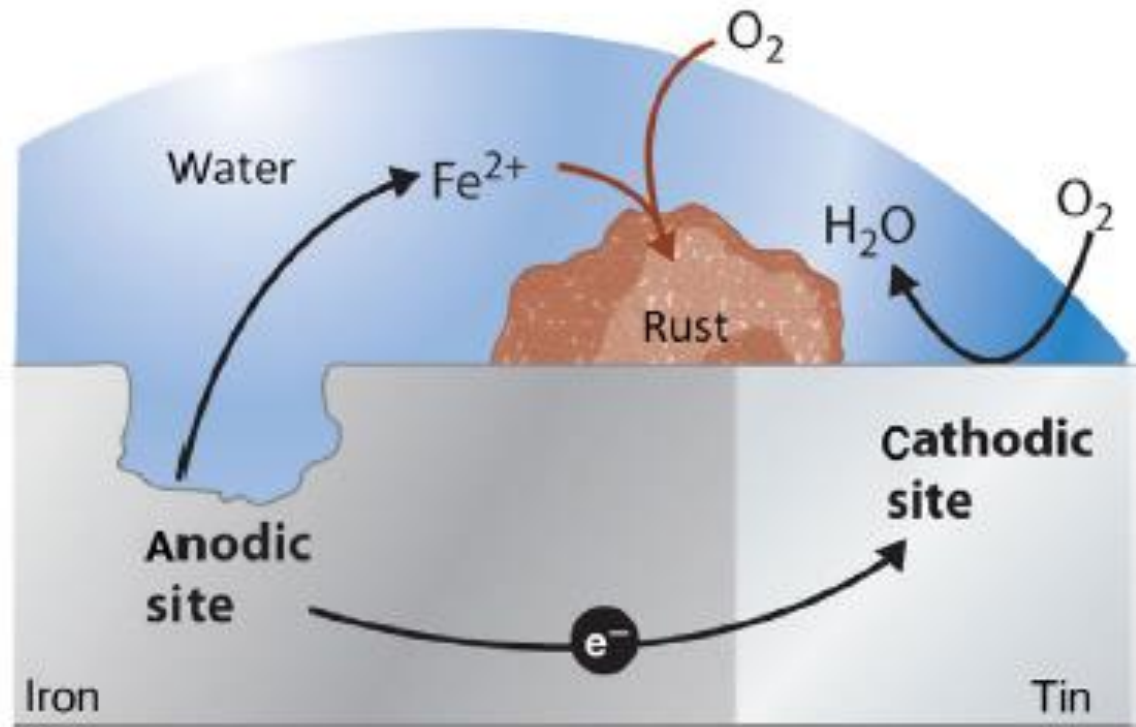


*Figure 4 – Cavitation corrosion bubbly vapor impact*

## Galvanic corrosion

Galvanic corrosion is an electrochemical process between two dissimilar metals in an electrolyte solution where one is less corrosion resistant than the other. The anode is the less corrosion resistant metal, and the cathode is the metal that is more corrosion resistant. When the two metals are in contact with an electrolyte solution, they form a closed circuit, where the electrons flow between them. Fig. 5

represents an example of galvanic corrosion where the aluminum and the copper are in contact with each other in saltwater. In this case the aluminum is the anode, the copper is the cathode, and the saltwater is the electrolyte solution. Therefore, the aluminum starts to corrode.



*Figure 5 – Galvanic corrosion*

The rate of the galvanic corrosion depends on the relative surface areas and the corrosion potentials of the anode and cathode [69]. This means that if the anode has a smaller surface area than the cathode, there is going to be a higher corrosion rate. Therefore, when designing a part with two dissimilar metals, it is more suitable for the anode to be larger in surface area than the cathode. Also, it is recommended to choose metals that have a smaller difference in potentials to minimize the chance for galvanic corrosion. It is very essential to use the galvanic series (Fig. 6) to choose metals with minimum potential difference to prevent galvanic corrosion.

The galvanic series table ranks the common metals from the less noble or anodic to the more noble or cathodic. If it is necessary to have two dissimilar metals,

the transition of that metal should be a metal closer in the galvanic series. For example, if the parts use nickel and it is necessary to be coupled with another metal, the more suitable metals should be brass or tin.



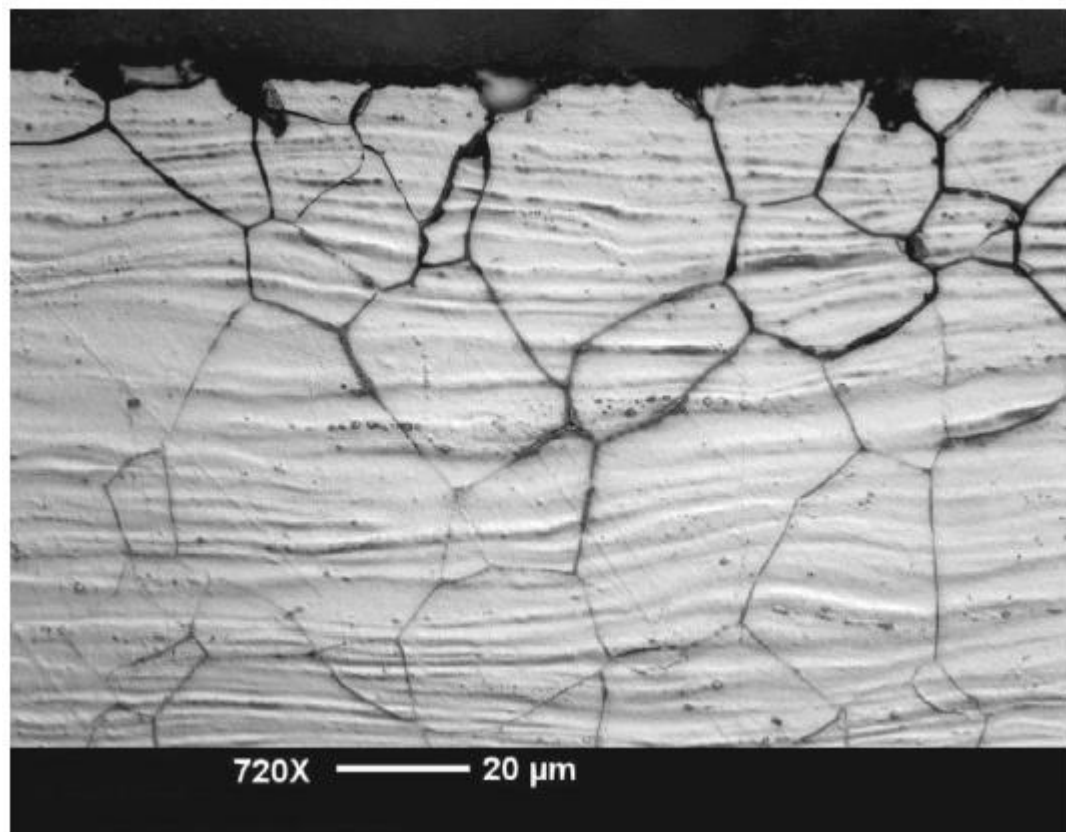
*Figure 6 – Galvanic series*

### Stress corrosion cracking

Stress corrosion cracking (SCC) occurs when there is an applied or residual stress and a corrosive environment. The residual stresses usually form when the metal is being formed, welded, heat treated, machined, or ground. The applied stresses can come from a mechanical force. SCC also results from the localized attacks, such as pitting corrosion. The stresses due to pitting or crevice corrosion can propagate the cracking. Corrosion cracking usually goes through three stages. First, formation of primers on the metal's surface. Second, that primer becomes a crack, which continues

to propagate slowly. Third and final stage, the crack is a tear big enough that it becomes critical in the function of the system.

There are two types of cracking that can occur: intergranular and transgranular cracking. Intergranular cracking is when the crack goes around the grain boundary. Transgranular cracking is when the crack propagates through the grain boundary, as seen in Fig. 7.



*Figure 7 – SCC steel micrograph; intergranular cracking*

The main corrosion drivers that usually deteriorate the metal and cause SCC are chloride ions and dissolved oxygen, and when mixed with temperature, these create cracking in pipelines in the oil and gas industry. This phenomenon forms a chromium carbide product on the boundaries, which increases the corrosion [75]. SCC usually takes place in the areas of dry cracking or when the material passes over the fatigue threshold. This is usually the main reason for the material to fail.

To prevent SCC, it is recommended to use low carbon steels because they are less susceptible in waters containing high-chloride ions. Reduce the stresses when

manufacturing the part. Remove any critical ions, such as hydroxides, chlorides, or oxygen, to prevent corrosion to propagate the cracking. Finally, avoid stagnant areas where ions can become highly concentrated to promote corrosion.

### Sulfide stress corrosion cracking

Sulfide stress corrosion occurs when a metal undergoes tensile stress in the presence of water and hydrogen sulfide. Sulfide stress corrosion cracking (SSCC) occurs in high-strength steel in a media with high-concentrations of wet hydrogen sulfide and has a deterioration effect mainly in welds. The reaction between hydrogen sulfide and iron creates iron sulfides and hydrogen. The atomic hydrogen product diffuses into the steel and causes embrittlement of the very narrow hard zones in the heat-affected zones adjacent to the welds [76]. The hydrogen can also diffuse into dislocation promoting SSC (Fig. 8). In areas with high stresses, cracking will initiate, growing in the direction perpendicular to the stress either through granular or transgranular cracking.

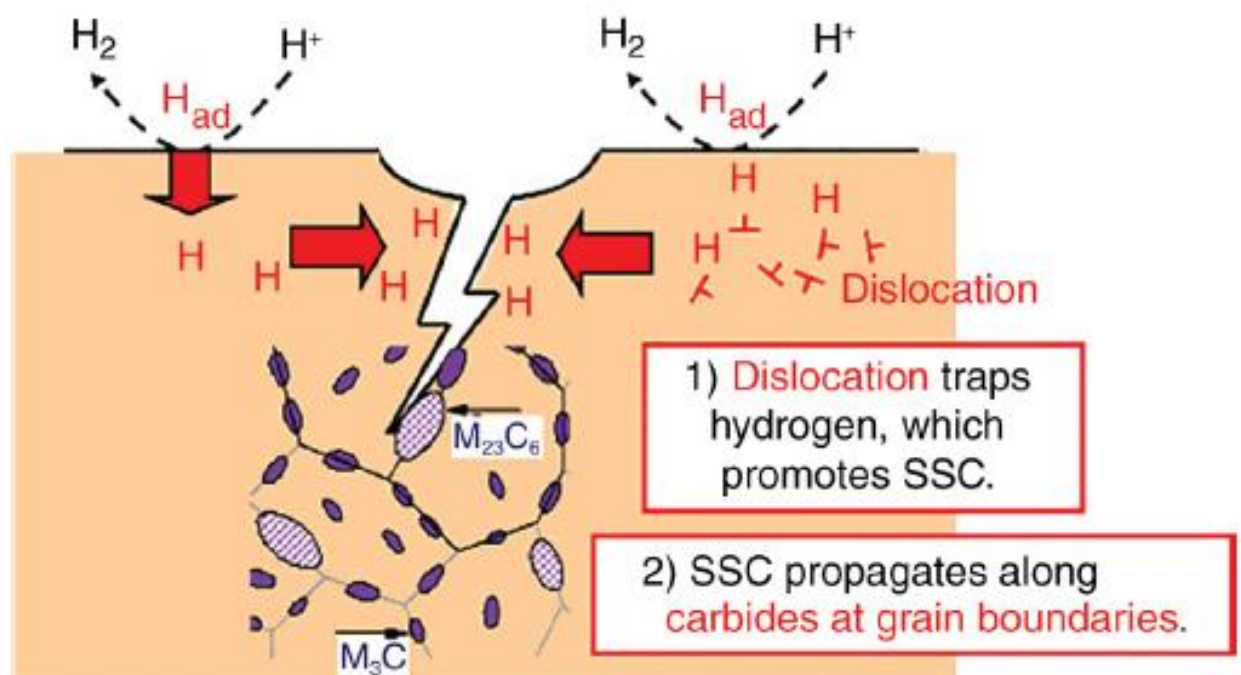


Figure 8 – SSCC mechanism

To prevent SSCC, it is recommended to control the tensile stresses in the metal. It is also suggested to use low-strength steel of a hardness of 21 or less on a Rockwell C scale. Applying post welding heat treatment to improve the properties of the weldment, reducing the redistribution of residual stresses. Last, avoid hydrogen environments.

Material protection. The article [80] presented modern materials for corrosion protection.

### Metal isolation (coatings and linings)

A common way to protect a metal from corrosion is to isolate it from the environment. This can be accomplished with the use of coatings and liners. Coatings, such as paints, epoxies, and other forms of protection, can be applied outside the metallic structure. This helps keep the metal from any corrosion drivers that can degrade the metal.

In the oil and gas industry, there are two types of coatings used: organic and inorganic coatings. Organic coatings are used to protect the standard equipment. Some of the coatings used are asphalt enamel and coal tar enamel. Thermosetting phenolic and epoxies, thin film coatings, are used to protect pipes. Inorganic coatings include sacrificial and non-sacrificial coatings. Sacrificial coatings are used as a cathodic protection by either galvanizing or coating the metal with anodic metals, such as zinc. Non-sacrificial coatings include metal plating with either nickel or nonmetallic coatings (i.e., ceramics).

Other forms of protection are liners, which are used for internal protection of pipes and tubing. This type of protection is very effective because it is fused into one continuous close-fitting liner through the entire pipe [80].

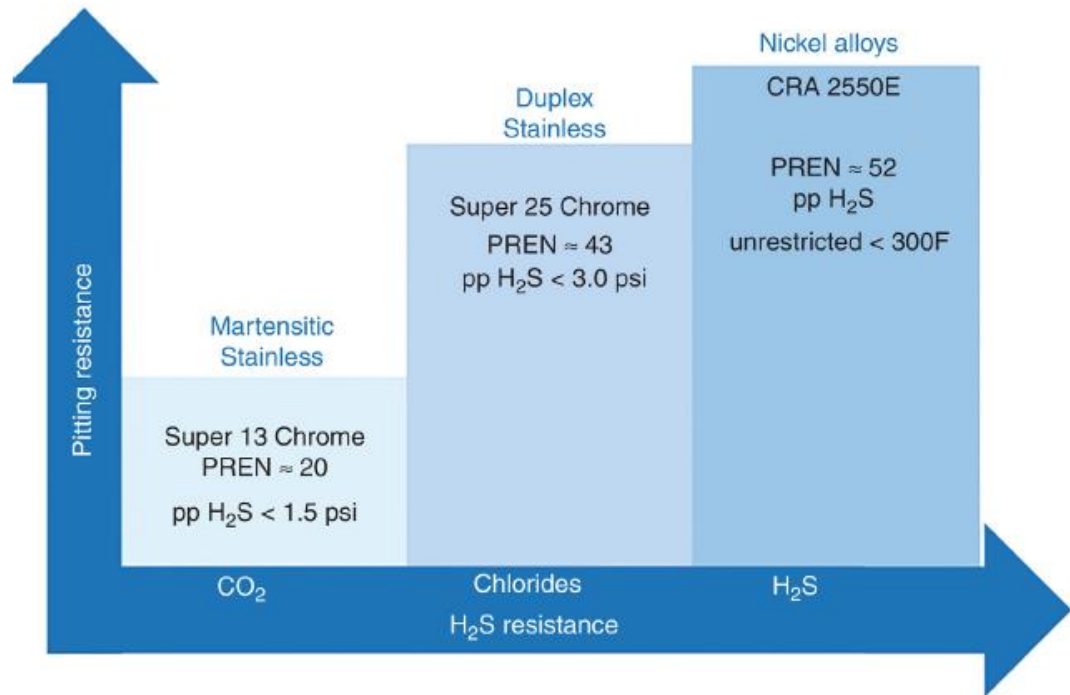


Figure 9 – CRAs metals selection according to their corrosion resistant and strength

### Corrosion-resistant alloys

Material selection in the oil and gas industry has propagated to excel and improve in order to ensure smooth operations and safe production of oil and gas. Corrosion-resistant alloys (CRAs) are an advanced technology that is better suited to the requirements needed in the areas of exploration and production [81]. CRAs are special alloys with excellent properties of corrosion resistance and strength to withstand working conditions of high temperature and pressure. Fig. 9 shows how certain classifications of metals can be used for certain corrosive environments and working conditions. The pitting resistance equivalent number (PREN) is a way to compare the pitting corrosion resistance for the types of metals. If it is taken into consideration to place a pipe where there are high concentrations of hydrogen sulfides, it is suitable to choose a nickel base alloy for the piping because this metal can withstand severe corrosion environments. It should be noticed that CRAs require a higher capital investment in the begging, but if the calculated life cycle needed is relative to the cost, then it would be a more suitable selection.

## Corrosion inhibitors

Corrosion inhibitors are another way to protect the metallic structures (such as pipelines) from corrosion. Inhibitors neutralize and reduce the hydrogen ion from the environment by using chemicals, such as amines, ammonia, and morphine. These types of neutralizers are used for weak acid environments. More suitable inhibitors are the ones that use imidazole compounds and quaternary amines, which form salts on the surface of the metal, creating a film barrier. Usually, imidazole compounds have a free pair of nitrogen atoms, which develop a hydrophobic film on the surface. Hydrophobic surface reduces the adhesion strength on the surface by reducing the attachment of particles at the surface, including bacteria. In addition, inhibitors help to eliminate the conditioning film at the surface, reducing possibilities of bacteria attachment at the surface eliminating the chances of SRB.

## Cathodic protection

Corrosion is an unavoidable electrochemical process in the oil and gas industry. The main objective is to reduce its rate in order to minimize the cost of repairing and maintenance. A well-known technique for corrosion protection is cathodic protection that consists of the introduction of electrical current to the metal (anode), converting it into a cathode. In any environment, the material with the least electronegativity will become the anode and the environment is the cathode. Metal surfaces become the anode due to their oxidation activity. Naturally, electric current constantly releasing from the surface of the materials tends to go back to its natural state of the matter. As the process occurs in all steel pipelines, corrosion starts taking place from there. As more energy is released from the steel, the corrosion rate increases, developing a direct dynamic activity.

Discussion: Since the oil and gas industry is the leading energy sector in future development to address corrosion problems, increasingly, the interval of time



for maintenance and the cost of repairs decreasing operations must be considered. Most of the corrosion-related problems are on the petrochemical refining side where many processes are involved as part of a whole set of equipment in each process. As a future vision and development, the usage of corrosion inhibitors to reduce or eliminate the corrosion rate is still needed because galvanic corrosion is predominant in the industry. One method to approach this type of corrosion is by the application of a magnetic field around both materials. The electrochemical process of corrosion will start by the anode releasing its electrons. As the electron travels out of the surface, once it reaches the magnetic field in the perpendicular direction the electron will start to spin and stay in the magnetic field spinning, reducing the corrosion rate [82]. When the electron reaches the magnetic field in the perpendicular direction it will spin as it is traveling in the opposite direction of the field. The electron will not reach the environment, reducing the rate of the oxidation–reduction reaction.

Improving the quality of coatings in aggressive environments is another common challenge. Using smart self-healing coatings can be an advantageous way to address this problem [83]. The releasing of functional species to repair the damage of the coating is a great advantage for the oil and gas industry without having the necessity of maintenance and repairs at small time intervals [84]. Indeed, material and coatings selection for future processes, environments, and working conditions is a critical approach for the structural stability in any industry.

The most interesting methods of ensuring trouble-free operation of the pipeline seemed to be the solutions given in the article.

In order to ensure the operative localization of the gust site, it is proposed to reserve sections of pipelines with a high probability of formation of fluid accumulations. To restore the efficiency of emergency pipelines, an effective method is to repair the existing damaged pipes using the "pipe-in-pipe" method. When sanitizing the old pipeline is not dismantled, at the same time, its service life increases several times. Polyethylene pipes have low frictional losses, therefore, a reduction in the capacity of the pipeline, as a rule, does not occur.

## Statistical analysis of environmental consequences of hazardous liquid pipeline accidents

Although pipelines are the safest method to transport fuels, they are associated with risks due to failures, leading to significant negative consequences. This paper investigates pipeline accident data provided by PHMSA (Pipeline and Hazardous Material Safety Administration) between 2010 and 2017, with a focus on environmental consequences of hazardous liquid pipeline accidents. The average amount of released product, the average time elapsed between the accident, the emergency response from the oil company, and the average costs of environmental remediation are estimated. The impact on soil, water, and wildlife is investigated for frequency and magnitude, where possible. It was found that, on average, 85% of product released after an accident remained unrecovered, 53% of accidents led to soil contamination, 41% of accidents impacted environmentally sensitive areas, and 92% of water crossing pipelines involved in accidents were uncased. From an annual average total cost of USD 326 million, annual average environmental damage and remediation costs were USD 140 million. This analysis assists in the diagnosis of challenges that might be addressed with improved maintenance and inspection programs, especially for pipelines at higher risk of negative environmental consequences. Finally, the performance of safety management systems should be improved to efficiently respond to emergencies. [81].

The hazardous liquid pipeline network has grown from 292,879 km in 2010 to 342,204 km in 2016, as shown in [Fig. 10](#), which is an increase of about 14% (49,325 km) over the 7 years. The rate of accidents reported in [Fig. 11](#) exhibits a local peak in 2014 of  $1.41 \times 10^{-3}$  followed by decreases in 2015 and 2016. [Table 1](#) summarizes the annual mileage, the annual number of accidents, and the annual failure rates. [Fig. 11](#) indicates that there was no discernable trend in either the annual ratio or the total amount of unintentional, intentional, and recovered product releases. The highest annual average volume released between 2010 and 2017 was 1,394 barrels in 2013. The peak observed in 2013 was due to 4 large hazardous liquid releases: 20,600

barrels of crude oil were released in North Dakota, 18,400 barrels of ethane/propane mix were released in Illinois, 11,405 barrels of liquefied petroleum gas in West Virginia, and 23,702 barrels of the same product in Louisiana. On average, 85.2% (30%) of released product remained unrecovered after an accident. Although the data about accidents for 2017 extends only to October and does not encompass the full year, it is possible to note that the values of unintentional plus intentional and recovered release are higher for 2017 than 2011, 2012, 2014, and 2016 [81].

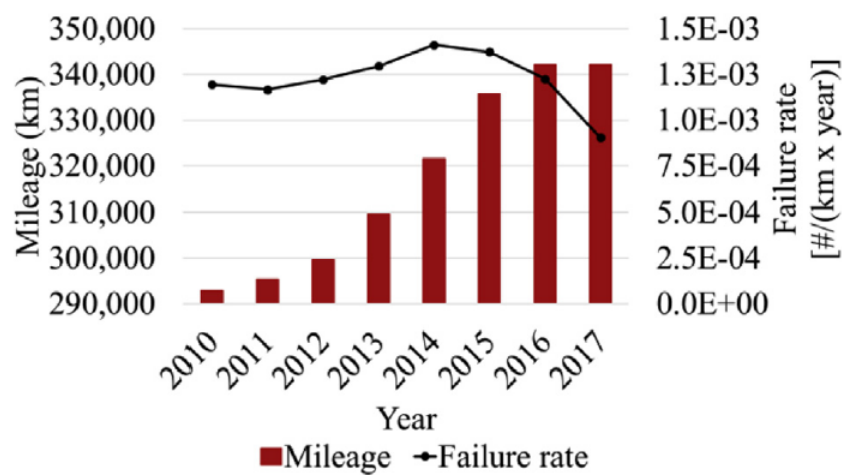


Figure 10 – Annual hazardous liquid pipeline mileage and failure rate for hazardous liquid pipelines

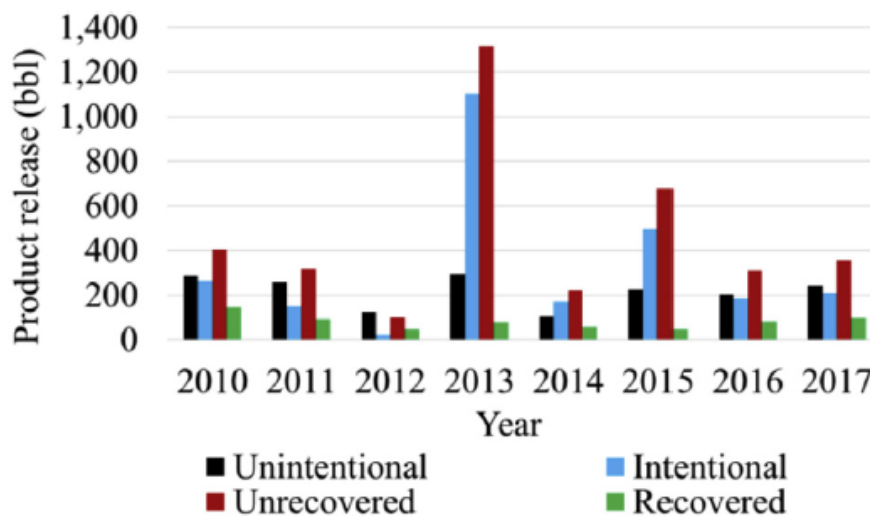


Figure 11 – Annual average unintentional, intentional, recovered, and unrecovered product released in hazardous liquid pipeline accidents.

Table 1. Annual mileage, number of accidents, and failure rates for hazardous liquid pipeline accidents.

Year	Mileage	Number of accidents	Failure rate
2010	292,878	350	1.20E-03
2011	295,443	345	1.17E-03
2012	299,694	366	1.22E-03
2013	309,657	401	1.29E-03
2014	321,535	454	1.41E-03
2015	335,894	461	1.37E-03
2016	342,203	419	1.22E-03
2017	342,203	309	9.03E-04
Average	317,438	388.12	1.22E-03

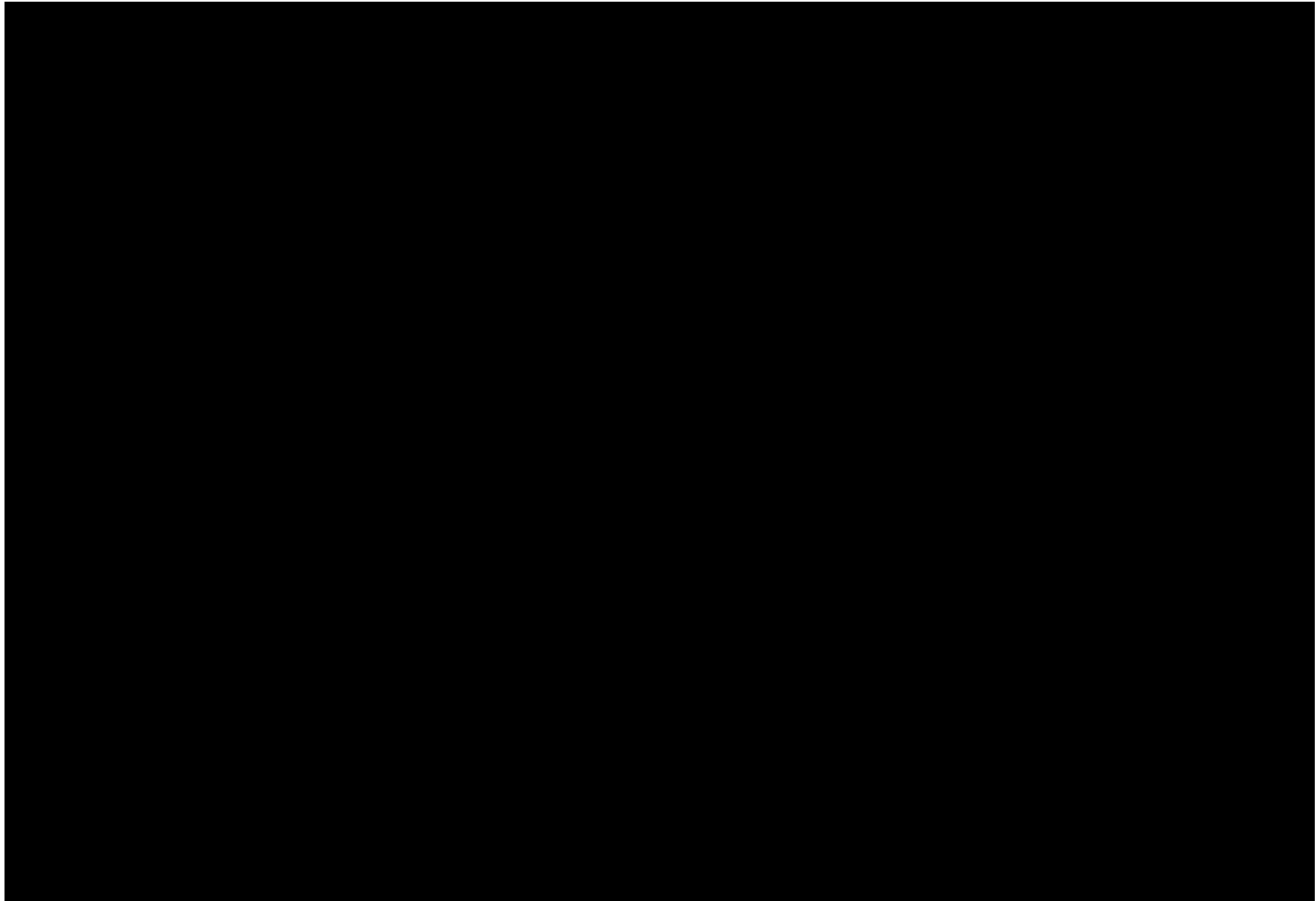
## Приложение Б

### Взрывопожароопасные свойства веществ

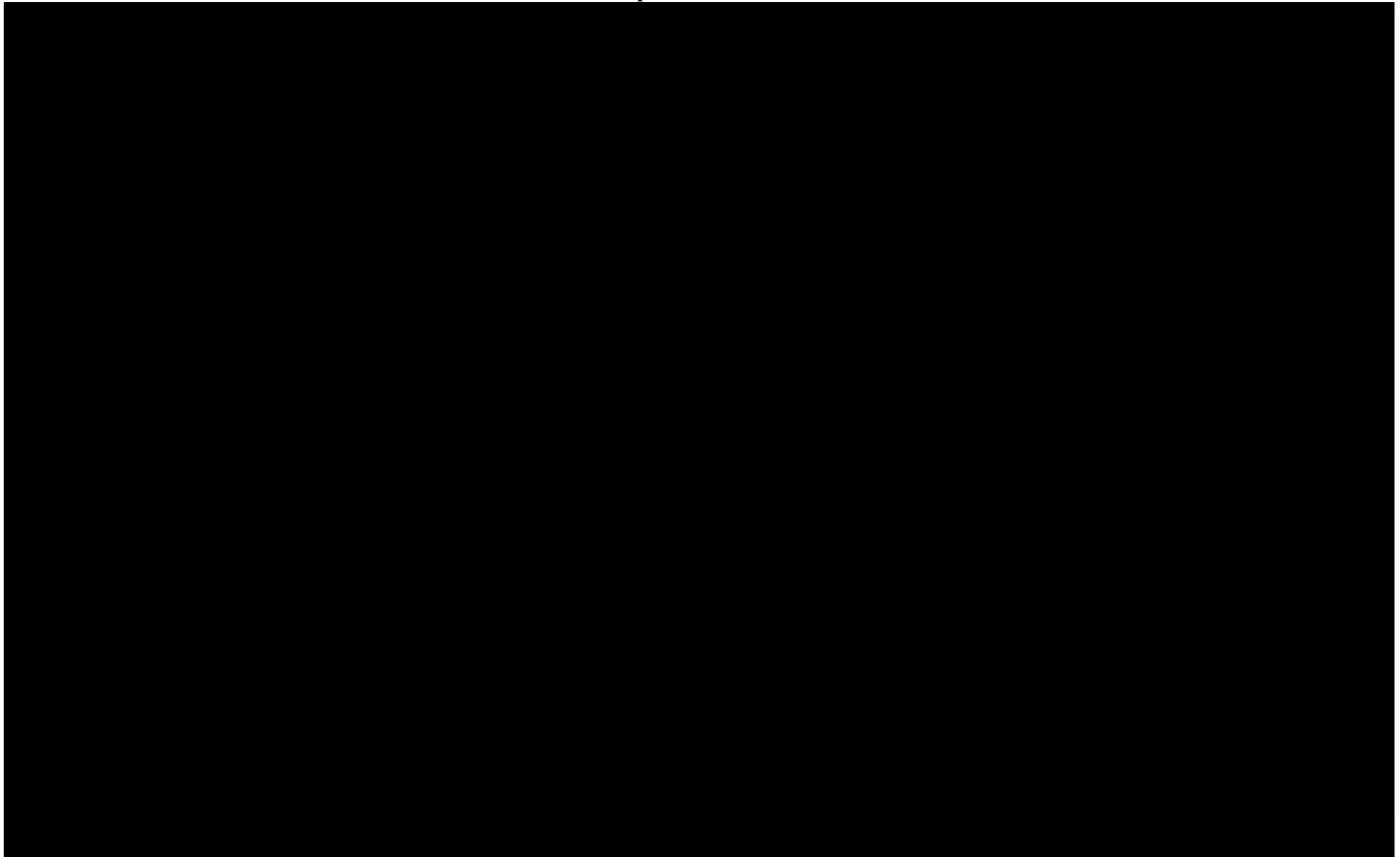
Наименование вещества	Относительная плотность паров и газов по воздуху	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ Р 51330.5-99	Температура, °C			Пределы взрываемости, %		Удельное объемное электрическое сопротивление, Ом·м	Минимальная энергия зажигания	Скорость выгорания, кг/(м²·с)
			вспышки	воспламенения	само-воспламенения	нижний	верхний			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нефть сырая - нефть (ЛВЖ)	1,55 (по пропану)	ПА-Т3	Менее минус 18	-	200-300	2,1	9,5	10 <sup>10</sup> -10 <sup>15</sup>	0,25 (по гексану)	4·10 <sup>-2</sup>
						По пропану				
Нефтяной газ	1,10	ПА-Т1	-	-	537	3,06	11,63	-	0,28 (по метану)	-
						3,82	19,6			
Ингибитор коррозии (ЛВЖ) Азол 5010 Марки А	-	ПА-Т2	31,5	51	495	(этилендиамин)		-	-	-
						6,98	35,5			
Ингибитор коррозии (ЛВЖ) Азол 5010 Марки В		ПА-Т2	11	15,5	453	(метиловый спирт)		-	-	-

## Приложение В

Ситуационный план аварии на опасном производственном объекте

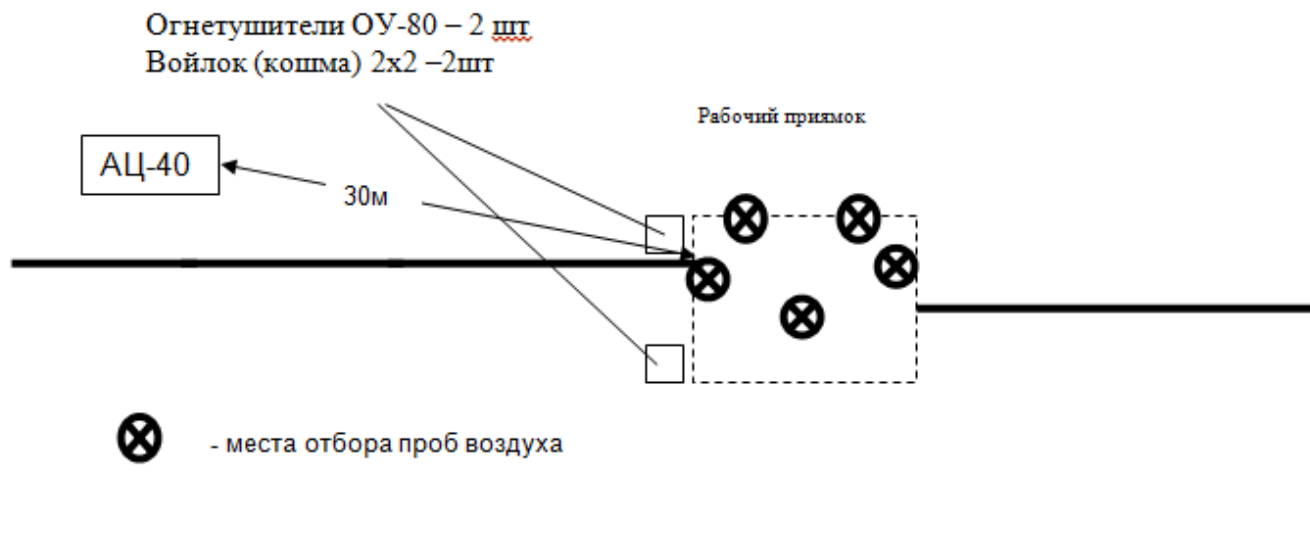


## Приложение Г



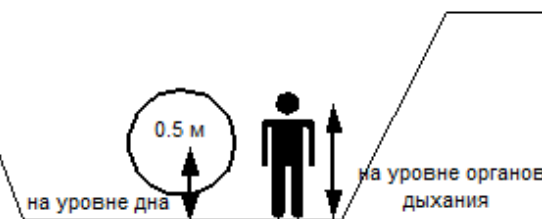
## Приложение Д

Схема расстановки средств первичного пожаротушения и мест отбора проб воздуха (проведение замеров) при контроле концентраций паров нефти в зоне производства



Примечание:

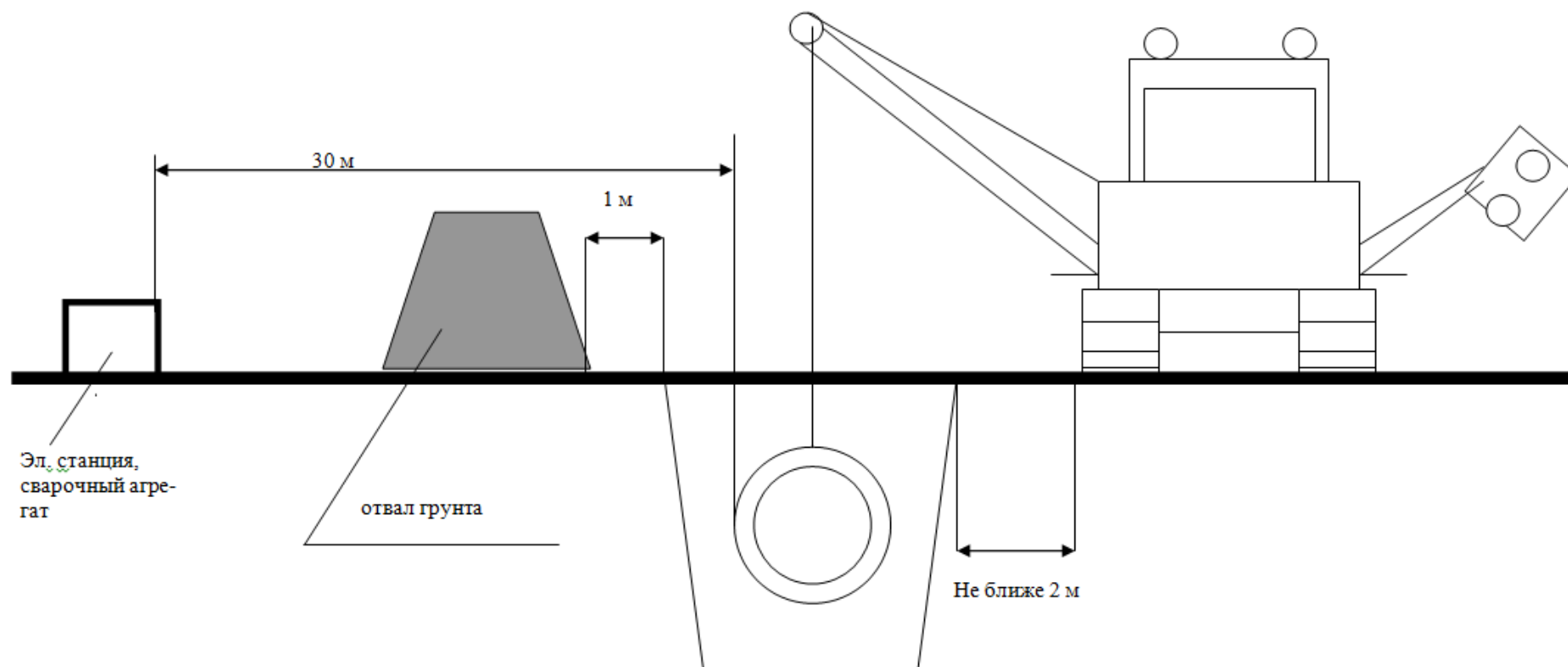
1. Огнетушители ОУ-80 – 2 шт, кошма – 2 шт находятся непосредственно на месте производства работ (на бровке каждого рабочего приямка). Контроль воздушной среды проводится после каждого перерыва и в случае необходимости но не реже чем через 0,5 часа при проведении огневых работ. Места точек контроля воздушной среды в траншее:
  - не выше 0,5 м. от дна как можно ближе к возможным источникам выделения паров и газов;
  - на уровне органов дыхания работающих.
2. Отбор пробы воздуха осуществляется газоанализаторами.





## Приложение Е

Схема расстановки техники и оборудования при производстве работ



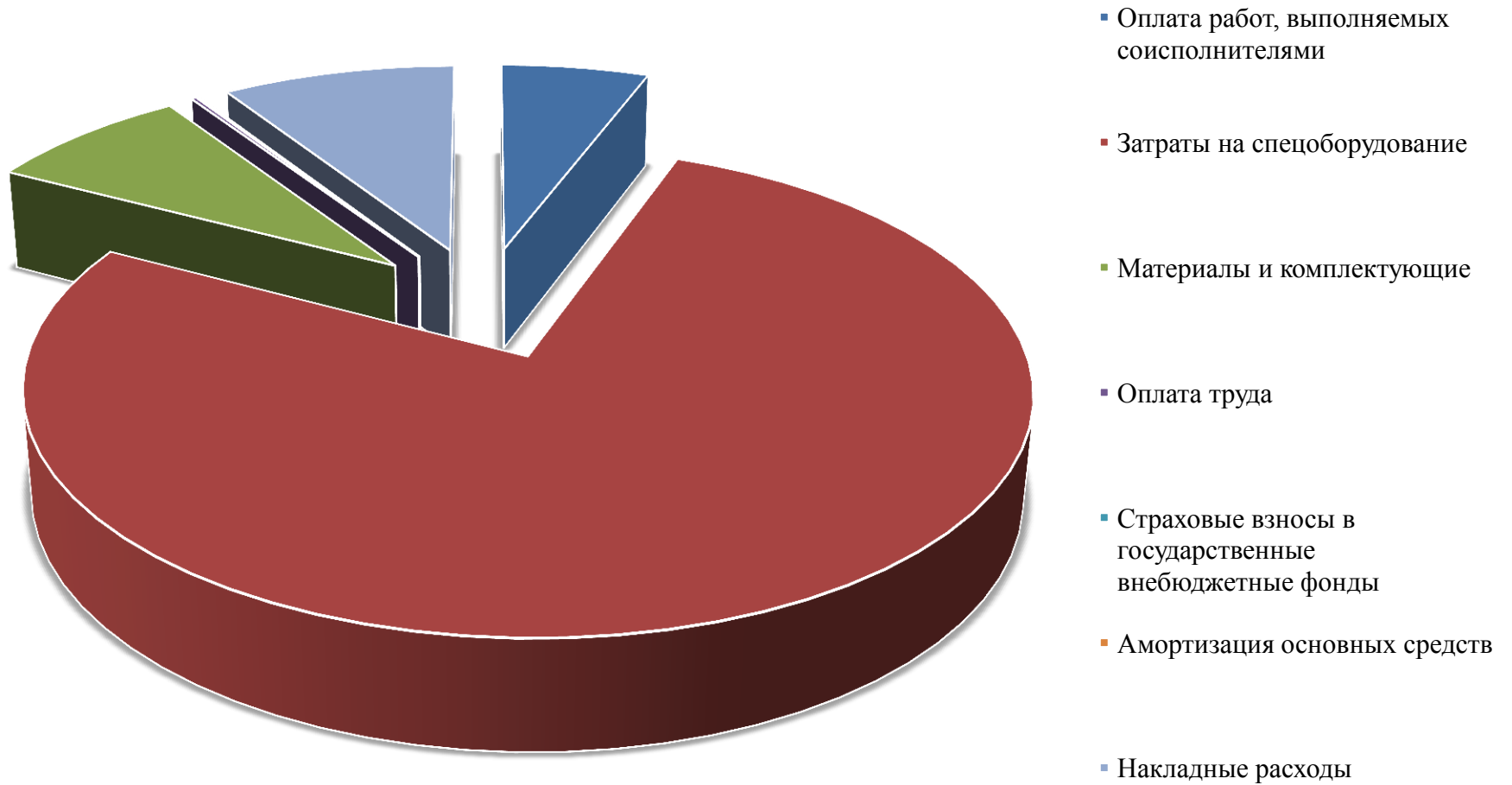
## Приложение Ж

### Экономическая эффективность проекта

№ п	Показатели	Ед. изм.	Итог	2019 год	... год	2029 год
	<b>Затраты до внедрения мероприятия</b>					
1	Затраты на спецоборудование	руб		2 810	2 810	2 810
2	Затраты на материалы и комплектующие	руб		85 328	85 328	85 328
3	Затраты на привлечение техники подрядных организаций	руб		261 337	261 337	261 337
4	Затраты на цеховые расходы	руб		34 947	34 947	34 947
5	Восстановительных работ земельного участка	руб		217 414	217 414	217 414
6	Итого затраты до внедрения	руб		<b>601 835</b>	<b>601 835</b>	<b>601 835</b>
	<b>Затраты на внедрение</b>					
7	Вставка меньшего диаметра	шт		121 015	0	0
8	Итого затраты на внедрение	руб		<b>121 015</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Затраты после внедрения мероприятия</b>					
12	Затраты на спецоборудование	руб		0	0	0
13	Затраты на материалы и комплектующие	руб		0	0	0
14	Затраты на привлечение техники подрядных организаций	руб		0	0	0
15	Затраты на цеховые расходы	руб		0	0	0
16	Восстановительных работ земельного участка	руб		0	0	0
17	Итого затраты после внедрения	руб		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
18	<b>Совокупное изменение в доходах и расходах "с проектом" и "без проекта"</b>	руб	<b>3 379 475</b>	<b>480 820</b>	<b>601 835</b>	<b>601 835</b>

### Приложение 3

Структура всех затрат по статьям на реализацию проекта



## Приложение И

**График реализации проекта**

План-график проекта	2018												2019											
	1й кв.			2й кв.			3й кв.			4й кв.			1й кв.			2й кв.			3й кв.			4й кв.		
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
<b>Ключевые вехи и критический путь проекта</b>																								
Веха 1. Создание строки РПЗ	■	■	■	■																				
Веха 2. Проведение закупочных процедур					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■										
Веха.3 Заключение договора на оказание услуг по замене аварийного участка на вставку меньшего диаметра														■	■									
<b>Группа мероприятий ключевая веха 1</b>																								
Подготовка расчетов НМЦ	■	■	■																					
Согласование НМЦ с ПБУ			■	■																				
Создание строки РПЗ в SAP SRM -2				■	■																			
<b>Группа мероприятий ключевая веха 2</b>																								
Подготовка Технического задания					■	■	■	■																
Согласование квалификационных критериев с ПБиОТ						■	■	■	■															
Подготовка запроса на закупку и Альбома-форм									■	■	■													
Согласование проекта договора										■	■	■												
Проведение закупочных процедур											■	■	■											
<b>Группа мероприятий ключевая веха 3</b>																								
Заключение договора														■	■									

Ключевая веха

Продолжительность процесса

Взаимозависимость и последовательность шагов (дерево решения)

